Gestion énergétique d'une infrastructure de charge intelligente de véhicules électriques dans un réseau de distribution intégrant des énergies renouvelables.

Anouar Bouallaga

UNIVERSITE DE LILLE 1 SCIENCES ET TECHNOLOGIES

THESE

Présentée en vue d'obtenir le grade de

DOCTEUR

en

Spécialité : Génie Electrique

par

Anouar BOUALLAGA

Gestion énergétique d'une infrastructure de charge intelligente de véhicules électriques dans un réseau de distribution intégrant des énergies renouvelables

Soutenue en Juin 2015 devant le jury d'examen :

Directeur de thèse	:	Benoit ROBYNS,	Professeur, HEI, L2EP.
Co-encadrant	:	Vincent COURTECUISSE,	Dr., Responsable de la Division Etudes et Planifications des Programmes, GEREDIS.
Co-encadrant	:	Arnaud DAVIGNY,	Enseignant-Chercheur, Dr., HEI, L2EP.
Rapporteur	:	Seddik BACHA,	Professeur, Université Joseph Fourier, G2Elab.
Rapporteur	:	Emmanuel De JAEGER,	Professeur, Ecole Polytechnique de Louvain.
Examinateur	:	Rodolphe VAUZELLE,	Professeur, Université de Poitiers, XLIM-SIC.
Examinateur	:	Patrick BASTARD,	HDR, Directeur de l'Ingénierie des Systèmes d'Energie, Renault.

Thèse préparée dans le Laboratoire L2EP, EA2697
École Doctorale SPI 072 - Université Lille Nord-de-France

Lorsque le vent du changement se lève, certains érigent des murs, d'autres construisent des moulins à vent.

Proverbe Chinois

REMERCIEMENTS

Vous ne pourrez jamais traverser l'océan à moins que vous ayez le courage de perdre de vue le rivage. Cette citation de Christophe Colomb reflète parfaitement l'état d'esprit à maintenir tout au long de la traversée de ce long fleuve, aussi bien agité qu'imprévisible.

Si ce projet a pu bien être mené, c'est grâce à la contribution de nombreuses personnes que je tiens à remercier.

Tout d'abord, un grand merci envers mon directeur Benoit Robyns, Professeur et Directeur de la Recherche à HEI ainsi qu'à mes encadrants, Arnaud Davigny, Enseignant-Chercheur au L2EP-HEI, Asma Merdassi, ancienne Enseignant-Chercheur au L2EP-HEI et Vincent Courtecuisse Responsable de division chez GEREDIS. Je leur adresse toute ma gratitude pour leurs disponibilités et précieux conseils.

J'exprime aussi mes remerciements aux membres du jury, avec comme rapporteurs messieurs Seddik Bacha, Professeur à l'Université Joseph Fourier de Grenoble et Emmanuel De Jaeger, Professeur à Ecole Polytechnique de Louvain, puis comme examinateurs, messieurs Patrick Bastard, Directeur de l'Ingénierie des Systèmes d'Energie chez Renault, et enfin Rodolphe Vauzelle, Professeur à l'Université de Poitiers.

Ma reconnaissance va aussi aux membres porteurs du projet VERDI, Mehdi Gheribi, Directeur commercial de SEOLIS, Dominique Lhomme, Responsable de division chez SEOLIS et Aurélien Morand, Ingénieur d'études à SEOLIS, pour leurs écoutes et commentaires qu'ils ont formulés au fil des comités de pilotage.

Je remercie également tout le personnel de SEOLIS, GEREDIS et HEI et l'ensemble du L2EP pour leur accueil et sympathie.

Et enfin, une accolade amicale et chaleureuse est adressée à:
Mon coéquipier du projet VERDI, Romain Lefort, présentement Docteur, Chapeau à toi.
Tous mes collègues du bureau au laboratoire d'HEI, MdR (Maison de la Recherche) qui m'ont soutenu et *supporté (dans les deux sens) !* et avec qui j'ai pu partager des moments agréables et ai eu des discussions très, très, …très animées. Merci à : Lesel Jo, *le magnifique, Petronela (PetroleHahn), Valentin (dit Balentino), JC, l'homme imprévisible, Riad, Fabien (l'ange gardien de la MdR) et sans oublier Siyamak Sarabi, Thang, Pascal Myjohn, Hayririe, Stojanka, Lounes, Mouloud et Mohammed amine…..*

Je réitère mes remerciements à Valentin et Riad, sans qui les travaux sur la co-simulation et l'expérimentation n'auraient pu aboutir.

Une pensée à tous les amis (*les copains d'avant*) à l'autre bout de l'océan, *Drari rakoum tema !*

Pour tous ceux que j'ai oublié de citer, ne vous sentez pas seuls, l'espace suivant vous est exclusivement réservé : ……..
……
……

Et enfin les derniers mots de ces remerciements vont pour mes parents, ma femme, mes frères et ma sœur. Vous m'avez toujours soutenu aux bons comme aux mauvais moments, vous m'avez porté jusqu'à l'aboutissement de ce travail, et rien n'aurait été possible sans vous. Je vous serai donc éternellement reconnaissant. Les mots ne sont pas assez forts pour vous exprimer mon amour et ma gratitude, je vous dédie donc cette thèse en témoignage.

Tables des Matières

Tables des Matières

Tables des Matières

Tables des Matières

Liste des Tableaux

Liste des Tableaux

Liste des Figures

Liste des Figures

Liste des Figures

Liste des Figures

Liste des Figures

Liste des Figures

Liste des abréviations et notations

AG	Algorithme Génétique
AMM	Advanced Meter Management
ARENH	Accès Règlementé à l'Electricité Nucléaire Historique
BTA	Basse Tension niveau A (50 V < U_n ≤ 1 kV)
BECS	Ballon d'Eau Chaude Sanitaire
CARD	Contrat d'Accès au Réseau de Distribution
CART	Contrat d'Accès au Réseau de Transport
CdC	Courbe(s) de Charge(s)
CPL	Courant Porteur en Ligne
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
CT	Calendrier Tarifaire
EDF	Electricité de France
ELD	Entreprises Locales de Distribution
ERDF	Electricité Réseau Distribution France
EnR	Energie(s) Renouvelable(s)
FA	Fonctions d'appartenance
FTP	File Transfer Protocol
GES	Gaz à Effet de Serre
GPRS	General Packet Radio Service
GRD	Gestionnaire(s) de Réseaux de Distribution
GRT	Gestionnaire du Réseau de Transport
GSM	Global System for Mobile communications
HP	Heures Pleines
HC	Heures Creuses
HTA	Haute Tension niveau A (1 kV< U_n ≤ 50 kV)
HTB	Haute Tension niveau B (U_n > 50 kV)
HTTP	Hyper Text Transfert Protocol
INSEE	Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques
IP	Internet Protocol
IT	Incitation Tarifaire
MF	Mode Flou
MB	Mode Booléen
MA	Mécanisme d'Ajustement
NOME	Nouvelle Organisation des Marchés de l'Electricité

Liste des abréviations et notations

PD	Poste(s) de Distribution
PDe	Production Décentralisée
PP	Plug and Play
PS	Poste(s) Source
P_{sc}	Puissance Souscrite
PV	Photovoltaïque
RE	Responsable d'Equilibre
RTE	Réseau de Transport d'Electricité (Entreprise)
SI	Système d'Information
TCFM	Télécommande Centralisée à Fréquence Musicale
TCP	Transmission Control Protocol
TIC	Télé-information Client
TM	Tarif Marché (non réglementé)
TRV	Tarif Réglementé de Vente
TURPE	Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité
VE	Véhicule(s) Electrique(s)
VERDI	Véhicules électriques et Energies Renouvelables dans un Réseau de Distribution Intelligent
VH	Véhicule(s) Hybride(s)
VHR	Véhicule(s) Hybride(s) Rechargeable(s)
V2G	Concept Vehicle-to-Grid

Introduction Générale

Dans les vingt dernières années, de profondes évolutions ont marqué le contexte réglementaire du domaine de l'énergie électrique, ces évolutions se distinguent sur trois plans :

International : la convention « climat », l'accord de Copenhague ainsi que le protocole de Kyoto dans lesquels les pays engagés visent à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre (GES).

Européen : le plan « énergie-climat » proposé par la Commission pour répondre à un double défi, visant à : augmenter, d'ici 2020, l'efficacité énergétique de 20% ; réduire de 20%, par rapport à 1990, les émissions de GES de l'Union Européenne (UE) et porter à 20% la part des énergies renouvelables (EnR) dans la consommation énergétique de l'UE.

Français : le gouvernement s'est engagé, dans ce cadre du plan européen "énergie-climat", dans une triple démarche, principalement concrétisée par les mesures du Grenelle de l'environnement.

L'énergie électrique est apparue comme une solution possible, sous réserve que sa filière de production ne soit pas trop émettrice de CO_2. C'est dans ce contexte que de nombreuses mesures incitatives et dispositifs ont été mis en place au niveau de la France et de l'Europe pour favoriser l'émergence d'un marché pour les véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR), aussi bien pour les transports individuels que collectifs des voyageurs.

Au niveau mondial, une étude du cabinet américain JD Power a évalué les chiffres de ventes de véhicules électriques et hybrides à 4,87 millions d'unité en 2020, soit 7,3 % du marché mondial estimé à cette date à 70,9 millions de véhicules. Dans cette perspective, le Gouvernement français a fait du développement de ces véhicules une priorité importante de sa politique de réduction des émissions de GES. Le 1er octobre 2009, un plan national a été lancé pour faire circuler deux millions de VE/VHR d'ici 2020. Ce plan comporte 14 actions visant à intensifier l'effort de la recherche, favoriser l'émergence de l'offre industrielle, stimuler la demande et déployer une infrastructure de recharge. D'après les prévisions publiées par le Groupe Legrand, la grande majorité des prises relèveront de la sphère privée. Le développement des VE/VHR prévoit aujourd'hui la création de 900 000 points de recharge privés et 75 000 points de recharge accessibles au public dès 2015, portés à 4 millions de points de recharge privés et 400 000 points de recharge publics en 2020.

Introduction Générale

Pour présenter un bilan environnemental positif tel que prévu par la Grenelle de l'environnement et dans le plan des « véhicules propres », il faudra d'une part, optimiser l'intégration des véhicules électriques dans l'équilibre offre-demande du système de production d'électricité, faute de quoi les centrales thermiques pourraient être encore plus sollicitées avec, au final, un bilan environnemental négatif. L'origine de l'énergie électrique les alimentant va jouer un rôle majeur dans la définition du bilan carbone du VE/VHR. L'idéal étant que la charge de ces véhicules soit réalisée à base d'EnR. D'autre part, l'autre élément incontournable au développement des VE/VHR, repose sur les capacités de l'infrastructure du réseau électrique à satisfaire les besoins en acheminement d'électricité des VE/VHR. Pour accroître leurs disponibilités d'accueil, et sans nécessiter de renforcements importants, il est alors essentiel de développer des stratégies de supervision adaptées aux infrastructures existantes. Le développement des technologies de l'information et de la communication va donner la possibilité aux charges de VE de ne plus être « passives » au sein du réseau, mais de prendre une part concrète à son bon fonctionnement.

C'est dans ce contexte que s'inscrivent mes travaux de recherche. La thèse s'intègre dans le cadre d'un projet intitulé « **V**éhicules électriques et **E**nergies **R**enouvelables dans un Réseau de **D**istribution **I**ntelligent (VERDI) » réunissant 5 partenaires complémentaires :

- **SEOLIS** et sa filiale **GEREDIS,** coordinateurs du projet, qui apportent leur savoir-faire industriel en gestion et exploitation des réseaux de distribution.
- **L2EP Lille** (HEI et Arts et Métiers Paris Tech), qui apporte d'une part son savoir-faire sur l'interaction entre le réseau électrique, les systèmes de génération multi-sources - multi-stockages, leurs stratégies de supervision énergétique, et d'autre part les moyens d'essais expérimentaux (simulation temps réel et systèmes réels) sur la Plateforme Energies Réparties.
- **SAINTRONIC** pour son développement de bornes de recharge lentes et rapides de véhicules électriques à usage domestique ou publique.
- **XLIM-SIC** (UMR CNRS 6172) de l'Université de Poitiers pour son savoir-faire en télécommunications et plus particulièrement pour le développement de stratégies de transmission sans fil optimisées en qualité de services.

Pour répondre à toutes ces problématiques, VERDI proposera une infrastructure de charge intelligente et communicante assurant la charge des VE/VHR dans des conditions permettant de limiter l'impact environnemental et économique. En particulier, le projet VERDI vise à :

- quantifier l'insertion fiable du renouvelable et du véhicule électrique pour un réseau donné.
- comparer les coûts et les apports d'une supervision par rapport au renforcement du réseau.

- faire émerger des offres de services associés à une infrastructure de charge intelligente afin de viabiliser le modèle économique.
- démontrer la faisabilité réelle d'une telle structure de fonctionnement.

Globalement, les travaux de thèse vont s'intéresser au développement des stratégies de supervision de charges de VE/VHR permettant la fourniture de services à différents acteurs du système électrique. Ils porteront un intérêt particulier à l'apport financier des services et leurs impacts techniques sur les réseaux de distribution. Les principes techniques de supervision seront également validés à l'aide d'un banc d'essai implémenté sur la Plateforme Energies Réparties.

La présentation de ce travail est scindée en cinq chapitres.

Le chapitre 1 est consacré à la présentation de l'organisation du système électrique actuel et ses futures mutations réglementaires et évolutions technologiques. Il expose dans un premier temps, la structure hiérarchisée du système électrique et les différents acteurs intervenants sur le marché de l'électricité. Une description détaillée des réseaux de distribution ainsi que leurs perspectives d'évolution est abordée. Ensuite, la seconde partie de ce chapitre, dressera un état de l'art relatif au développement du véhicule électrique et à l'infrastructure de recharge associée.

Par la suite, le chapitre 2 présente un bilan de l'impact des VE/VHR sur les réseaux de distribution des Deux-Sèvres. Pour chaque niveau de la structure électrique des réseaux de distribution, des méthodologies seront développées. Les résultats de simulation des cas d'études abordés vont permettre de conclure sur les coûts de renforcement et d'investissement réseaux nécessaires à l'intégration des VE/VHR.

Le chapitre 3 exposera en premier lieu, les tendances d'évolution des réseaux de distribution vers une structure dite « intelligente ». La vision du projet VERDI pour les « réseaux intelligents » et le positionnement des travaux de thèse par rapport aux projets nationaux et internationaux seront aussi présentés. Ensuite, une analyse des services réseaux potentiels offerts par le pilotage de la charge sera dressée en seconde partie du chapitre. La démarche adoptée va permettre également de distinguer les services pertinents en vue d'études plus détaillées.

Ensuite, à partir de la matrice des services présentée dans le chapitre 3, le chapitre 4 va définir le cadre de l'étude, les hypothèses de travail et les stratégies de supervision retenues. Il aura pour objectif d'évaluer les potentialités offertes par le pilotage des charges de VE/VHR pour répondre à des besoins économiques. Il s'intéressera plus particulièrement aux gains réalisés sur les factures énergétiques des gestionnaires des réseaux de distribution et des fournisseurs d'énergie électrique. La performance énergétique et environnementale des stratégies proposées sera de même évaluée. Une étude de rentabilité technico-économique fera l'objet de la dernière partie de ce chapitre.

Introduction Générale

Le chapitre 5 présentera en deux parties distinctes, l'interaction des stratégies de supervision avec les principes des réseaux de distribution intelligents. Dans une première phase, les intérêts et les effets des stratégies de supervision sur le comportement statique des réseaux de distribution sera étudié. Ensuite, la seconde partie se focalisera sur des essais expérimentaux. Le but sera d'évaluer les contraintes de communication et de valider les principes techniques du réseau intelligent, en interfaçant un simulateur temps-réel avec un réseau de compteurs communicants et des bornes de recharges de VE/VHR.

Finalement, une conclusion générale faisant le bilan des travaux et évoquant certaines perspectives de développement viendra clôturer ce mémoire.

Chapitre 1. Organisation des réseaux d'énergie électrique et déploiement des véhicules électriques

1.1 Introduction du premier chapitre

Le premier chapitre est composé en deux sections : la première partie dresse un état de l'art relatif à la structure, l'organisation et l'évolution du contexte réglementaire du système électrique français. Celle-ci est indispensable à la compréhension des problématiques traitées dans le cadre de cette thèse. Dans une première phase, l'évolution progressive de l'ouverture du marché électrique est illustrée. Ensuite, une description hiérarchisée des différents sous-systèmes physiques (production, transport, distribution et commercialisation de l'énergie électrique) ainsi que les interactions entre les différents acteurs intervenants dans le marché de l'électricité (Gestionnaires de réseaux, les responsables d'équilibre, les fournisseurs et les consommateurs finaux) sont exposées. Une attention particulière est portée à la structure et à la gestion des réseaux de distribution ainsi qu'à l'insertion du renouvelable dans les réseaux électriques. Ensuite, la seconde section de ce chapitre propose un état de l'art du développement du véhicule électrique et de l'infrastructure de recharge associée. Tout d'abord, une introduction du contexte et des ambitions du véhicule électrique sont présentées. Par la suite, une description des différentes technologies de véhicules électriques et de leurs dérivées est proposée. Un bilan des différentes sources d'énergie embarquées est aussi présenté. Enfin, les différents types de recharge et modes de connexion sont également décrits.

1.2 Le système électrique français

1.2.1 Le contexte et l'organisation

Le système électrique est constitué d'un ensemble d'installations électriquement interconnectées assurant la livraison de l'énergie électrique aux utilisateurs finaux. La structure du système est constituée de la production (centralisée et décentralisée), du réseau de transport/interconnexion, du réseau de distribution et de l'utilisation finale. Toutefois, d'autres acteurs à caractère économique sont introduits aux interfaces entre ces parties prenantes. Leur champ d'action dépend de l'environnement réglementaire auquel ils appartiennent.

Chapitre 1. Organisation des réseaux d'énergie électrique et déploiement des véhicules électriques

Historiquement organisé sous forme d'un monopole, le système électrique français connait depuis 1999 un grand bouleversement en matière de commercialisation de l'électricité ; une ouverture progressive du marché à la concurrence en application des directives européennes de 96/92 du 19 décembre 1996 puis la directive 2003/54 du 26 juin 2003. Ces deux directives ont été transposées par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 et la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, modifiées par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 et par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006. Ainsi, au 1er juillet 2007, l'ensemble du marché de l'électricité français a été ouvert à la concurrence donnant la possibilité aux consommateurs de choisir librement leur fournisseur d'électricité. Ces directives ont pour but d'assurer la libre circulation de l'électricité tout en renforçant la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité de l'économie européenne.

En France, l'ouverture à la concurrence est encadrée par les pouvoirs publics et surveillée notamment par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) qui est chargée de faire appliquer des règles afin d'assurer le bon fonctionnement du marché électrique. En revanche, les activités de transport et de distribution de l'électricité ont été épargnées de la concurrence. En effet, elles demeurent un « monopole naturel » étant donné qu'elles nécessitent des investissements très lourds, amortis sur de longues périodes et ayant un fort impact en terme d'aménagement du territoire. Dans ce cadre, l'ouverture du marché donne droit aux acteurs d'accéder au réseau électrique public dans des conditions équitables. C'est ainsi qu'en 2000, la loi n° 2000-108 a rendu le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (GRT-RTE) indépendant d'EDF (Electricité de France). En 2004, la loi n° 2004-803 a organisé la séparation juridique entre EDF et RTE, qui devient une société anonyme, filiale du groupe EDF. En conséquence, EDF a dû séparer son activité de distribution, désormais exercée par ERDF (Electricité Réseau Distribution France), qui est une entité indépendante d'EDF sur le plan comptable et managérial.

De même, les ELD (Entreprises Locales de Distribution) desservant plus de 100 000 clients ont eu l'obligation de séparer leurs activités de fourniture et de distribution. Aujourd'hui, quatre ELD sont concernées par cette obligation : ES Strasbourg, UEM Metz, SOREGIES de la Vienne et SEOLIS dans le département des Deux-Sèvres. Leurs filiales respectives chargées de la distribution d'électricité sont : ES Réseaux, URM, SRD et GEREDIS.

Une représentation graphique du système électrique (Production, Transport, Distribution, Commercialisation, Consommateurs) actuel est donnée à la Figure 1.1. Elle distingue l'infrastructure du système électrique, les acteurs, les lieux d'échanges et définit les principales relations contractuelles entre les différents acteurs. La suite dresse un descriptif de l'ensemble de ces éléments.

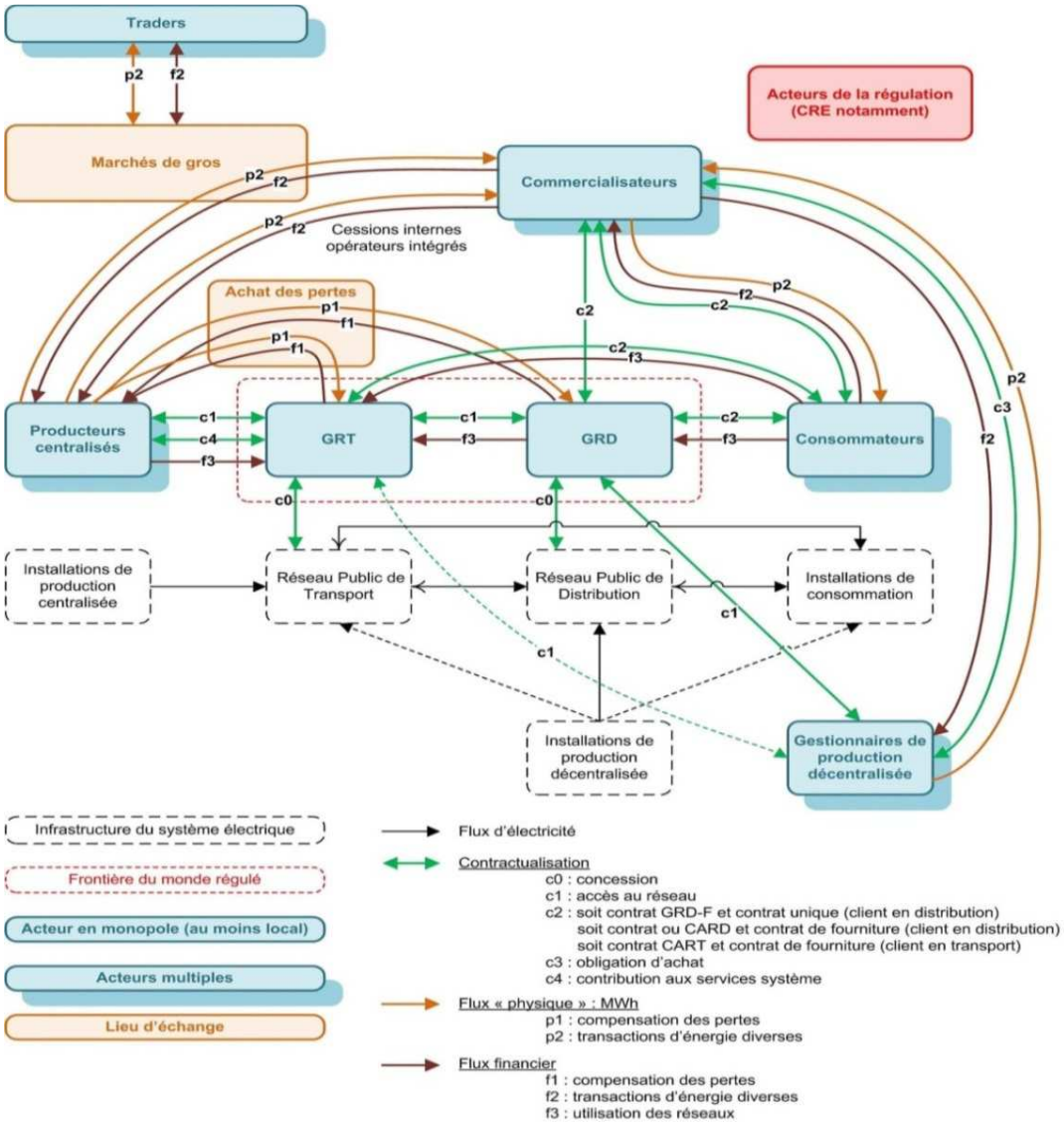


Figure 1.1 : Représentation actuelle du système électrique [1].

1.2.2 Les producteurs d'électricité

Aujourd'hui, le parc de production français est constitué de plusieurs types de production :

- La production centralisée repose sur des centrales de grande puissance et habituellement raccordée au réseau de transport. Elle est essentiellement basée sur trois types de centrales : les centrales thermiques classiques, à base de combustibles

utilisant des turbines ; les centrales hydrauliques et les centrales thermiques nucléaires.

- La production décentralisée qui est souvent à base d'EnR (l'éolien, le solaire, le géothermique, etc.).

En 2013, le parc électrique français a produit 550,9 TWh de production nette, une répartition par filière est donnée à la Figure 1.2. En comparaison, la consommation brute a été de 476,2 TWh en 2013 [2].

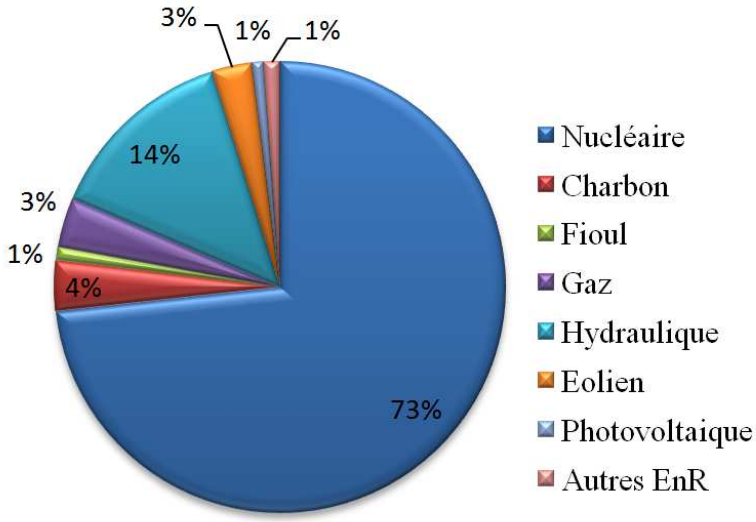


Figure 1.2 : Production nette d'électricité en 2013 en France (TWh) [2].

Les centrales Nucléaires ont fourni 403,7 TWh, soit 73,3 % de la production globale. Elles sont utilisées pratiquement tout au long de l'année. Après son démarrage, un réacteur nucléaire a besoin de plusieurs heures de fonctionnement avant de produire les premiers kWh. Le fonctionnement continu d'un réacteur est donc préférable à des variations de production qui peuvent conduire à une éventuelle usure prématurée des matériels et du combustible [3], [4].

Les centrales Hydrauliques ont produit 75,7 TWh en 2013. Elles sont généralement sollicitées pour produire de l'électricité en « base ». Quant aux barrages, ils sont utilisés comme un moyen de stockage de « l'eau » permettant aux centrales de bénéficier d'une réserve disponible à tout moment. Par exemple, en période de pointe, l'apport d'eau supplémentaire d'un barrage peut produire 1800 MW, soit l'équivalent de la production de deux réacteurs nucléaires, en l'espace de 10 minutes. Sa souplesse d'utilisation en fait un moyen de production très réactif [2].

Les centrales Thermiques (fioul, charbon ou gaz) ont généré 44,7 TWh en 2013. Pour leur grande réactivité, elles sont très sollicitées durant les périodes de pointe. En effet, les turbines à combustion peuvent atteindre leur puissance nominale dans un délai très court, de l'ordre d'une dizaine de minutes [3]. Aujourd'hui, EDF tente de moderniser ses capacités de production thermique avec les cycles combinés de gaz. Ces derniers ont la faculté de produire de l'électricité en moins d'une heure tout en s'adaptant aux fluctuations de la demande. Hormis leur réactivité, ils sont également plus respectueux de l'environnement par rapport aux centrales thermiques classiques, en raison du combustible utilisé, le gaz naturel [3].

L'Éolien, le Solaire et d'autres sources d'EnR (hors hydraulique) complètent ces moyens de production. En France, les capacités nettes de production en service sont actuellement de 13,9 GW. Plus de la moitié de la production des EnR est issue de la production éolienne (8,1 GW). La production photovoltaïque a également augmenté par rapport à 2012 (+16,2%) et a atteint 4,3 GW [2].

1.2.3 Les réseaux de transport d'électricité

1.2.3.1 Définition

Il est reconnu que l'électricité est difficilement stockable en grande quantité, il est ainsi primordiale pour la production de s'adapter constamment à la consommation. C'est pour cette raison que l'énergie produite doit être acheminée en temps réel jusqu'aux consommateurs. Pour assurer cet acheminement, il existe deux types de réseaux électriques: le réseau de transport et les réseaux de distribution. Aujourd'hui, le réseau de transport totalise plus de 100 000 km de lignes électriques haute et très haute tension. Il est exploité, entretenu et développé par RTE. Son organisation est composée en deux niveaux [5] :

- D'un réseau de grand transport à 400 kV, destiné à véhiculer des quantités importantes d'énergie sur de longues distances. Il constitue l'ossature principale pour l'interconnexion des grands centres de production, disséminés en France et dans les autres pays européens.
- D'un réseau de répartition, avec trois niveaux de tension (225, 90 et 63 kV), il assure la répartition régionale jusqu'aux réseaux de distribution à moyenne tension (20/15 kV), ainsi qu'aux grandes industries.

RTE garantit à l'ensemble des utilisateurs du réseau de transport d'électricité un traitement équitable dans la transparence et sans discrimination, sous le contrôle de la CRE. Les clients

potentiels de RTE sont : les unités de production, les sites industriels, les distributeurs et les fournisseurs de l'électricité [6].

1.2.3.2 Les moyens de réglages

Pour assurer la sûreté et le bon fonctionnement du réseau électrique, RTE veille à l'adaptation permanente de la production à la demande. Tout écart entre la demande et la production se traduit par une variation de la fréquence du réseau. Cette adaptation peut être réalisée en deux façons : en faisant varier constamment la production pour satisfaire la consommation (mode d'exploitation normal) ou en ajustant la consommation à la production dans des périodes de pénurie [7], [8].

Cependant, pour accorder la production à la consommation, il existe différents moyens d'action placés à différentes échéances temporelles [5], [7], [8]:

- Les décisions d'investissement prises en amont du stade opérationnel ;
- La gestion prévisionnelle des programmes de marche des centrales de production étalées de quelques années à un jour avant l'instant considéré ;
- Les réglages rapides et automatiques en temps réel. Trois niveaux de réglage existent actuellement :
    - Le *réglage primaire (secondes)* qui agit localement sur chaque groupe production afin de corriger l'écart entre la production et la demande. Il donne naissance à un nouvel équilibre dans l'ensemble du réseau à une fréquence de fonctionnement différente de la fréquence nominale.
    - Le *réglage secondaire (minutes)* intervient après le réglage primaire pour restaurer la fréquence de référence et les échanges contractuels entre réseaux interconnectés. Il va ramener automatiquement, en quelques minutes, la fréquence à sa valeur de consigne en annulant les écarts des échanges sur les lignes d'interconnexion par rapport aux valeurs programmées. Le réglage secondaire agit uniquement dans la zone d'origine du déséquilibre. Il est centralisé au dispatching national, où un niveau de télé-réglage est élaboré et permet de modifier la puissance de référence des groupes de production participants.
    - Et enfin, si l'écart est trop important par rapport aux conditions prévues et que les deux réserves premières réserves sont épuisées, il est nécessaire de reconstituer de nouvelles réserves pour se prémunir de tout nouvel aléa. C'est le rôle du *réglage tertiaire*. Il correspond à une mobilisation quasi-instantanée d'une réserve pendant une durée garantie. Il est réalisé, à l'aide de « *mécanismes d'ajustement* » qui permettent au GRT de mettre en concurrence les différents producteurs/consommateurs (effacement diffus et industriels) de mutualiser les réserves au moindre coût. RTE sélectionne les

offres d'ajustement en deux temps : il retient les offres qui peuvent techniquement répondre à son besoin, ensuite il les active en respectant la préséance économique, de la moins chère à la plus chère. Il faut noter que l'acteur a le libre choix du prix d'activation de l'offre. RTE rémunère l'acteur au prix de l'offre d'ajustement lorsque celle-ci est à la hausse (production < consommation). A contrario, lorsque RTE active une offre d'ajustement à la baisse, elle perçoit de l'acteur le prix de l'offre et cela représente un produit pour RTE.

Contrairement au réglage de la fréquence qui est un réglage global étroitement couplé avec la puissance active, le réglage de la tension est local et fortement lié à la puissance réactive. Il est réalisé à l'aide des moyens de compensation de la puissance réactive comme les condensateurs, les inductances, les groupes de production, les compensateurs statiques ou synchrones ou encore grâce à des changements de prises des autotransformateurs (400/225 kV). Plus de détails sur les méthodes et les moyens mises en œuvre pour assurer le réglage de la fréquence et de la tension sont présentés dans la bibliographie [7], [8].

1.2.3.3 Les mécanismes du marché : Dispositif du Responsable d'Equilibre et Mécanisme d'Ajustement

Les responsables d'équilibre (RE) sont des opérateurs engagés contractuellement avec le GRT à financer en cas de déséquilibre le coût des écarts constatés entre les injections et les soutirages d'électricité sur un périmètre d'équilibre bien défini. Il définit avec le GRT et les Gestionnaires des Réseaux de Distribution (GRD) les transactions pour lesquelles il doit équilibrer les injections et les soutirages. En cas de déséquilibre, à la hausse comme à la baisse, le GRT fait alors appel aux producteurs et aux consommateurs afin de modifier leurs programmes. C'est le rôle du mécanisme d'ajustement. Ainsi, les écarts constatés a posteriori sont assumés financièrement par les RE. En cas d'écart négatif (injections < soutirages), le RE règle financièrement la différence au GRT, a contrario, les écarts positifs (injections > soutirages) lui sont compensés par le GRT. Les prix des écarts sont liés au prix du marché spot de la bourse d'électricité Epex et au prix des offres d'ajustement sollicitées par le GRT sur le mécanisme d'ajustement. L'articulation de ces deux mécanismes va permettre d'une part au GRT de se procurer les réserves de puissances nécessaires à l'équilibrage production-consommation et à la sureté du système électrique, et d'autre part, de renvoyer aux acteurs du marché la responsabilité financière des déséquilibres en temps réel entre leurs injections et leurs soutirages d'électricité [5], [9].

1.2.4 Les fournisseurs

L'activité de la fourniture de l'électricité a été totalement ouverte à la concurrence en 2007 permettant au client de choisir librement son fournisseur. Au 30 septembre 2013, environ 160 fournisseurs non nationaux d'électricité sont actifs sur le territoire, dont les fournisseurs historiques (EDF et ELD). Les fournisseurs sont liés aux clients via un contrat de fourniture et aux gestionnaires de réseaux de distribution dans le cadre d'un contrat d'accès au réseau. Aujourd'hui, pour assurer la continuité de l'alimentation des clients résidentiels, professionnels et industriels, les fournisseurs achètent de l'énergie soit [9], [10] :

- aux producteurs décentralisés à un tarif réglementé fixé par l'état, dont une partie lui est remboursée sur la base du contrat d'obligation d'achat.
- à EDF aux tarifs de cession en option Base ou EJP (effacement en jours de pointe), ces tarifs comprennent une composante fixe (prime d'abonnement) et deux composantes variables liées à la consommation d'énergie et aux pénalités (pointes de consommation importantes). Les tarifs sont fixés par les ministres de l'Economie et de l'Energie après avis de la CRE. Ce mécanisme n'est valable que pour les fournisseurs historiques. Les fournisseurs alternatifs ne sont pas habilités à commercialiser les tarifs réglementés.
- sur le marché dans le cas où le client a décidé de quitter le tarif réglementé. A cet effet, plusieurs produits se distinguent, les produits achetés sur le marché EEX Power Dérivatives (les produits sont achetés pour une période future donnée) ou sur le marché EPEX Spot France (les produits sont achetés pour le jour-même (Intraday) ou le lendemain (Day-Ahead)). Les prix du marché à court terme (EPEX) sont connus par leur forte volatilité. Ils sont influencés par des facteurs tels que les conditions climatiques, les activités économiques et les évènements exceptionnels, etc.).
- selon les principes de l'ARENH (Accès Règlementé à l'Electricité Nucléaire Historique), définis dans la loi NOME (Nouvelle Organisation des Marchés de l'Electricité). Ce dispositif, leurs permet de bénéficier d'une part de la rente du parc nucléaire historique - soit environ le quart de la production nucléaire historique française. Le tarif a été initialement fixé à 40€/MWh pour atteindre 42€/MWh en 2012. Le dispositif ARENH demeure opérationnel jusqu'à décembre 2025 [11].

Jusqu'aujourd'hui, la fourniture de l'électricité demeure une activité d'achat et de revente d'énergie soumise à une règlementation assez souple. Aucun engagement industriel n'est pratiqué. L'expérience d'ouverture du marché a montré ses limites dans ces 10 dernières années. A cet effet, la loi NOME devrait mettre à terme cette situation en obligeant

tous les acteurs du marché électrique et notamment les fournisseurs à prendre une part de responsabilité dans la sécurité d'approvisionnent du système électrique.
Elle a ainsi instauré une obligation aux fournisseurs d'électricité à disposer de garanties de capacités d'effacement de consommation et de production d'électricité. Cela a pour objectif de satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation sur le territoire et de faire face aux pointes de consommation lors des périodes critiques (hiver).
La stratégie envisagée par la loi NOME pour ce mécanisme de capacité vise une coopération industrielle sur un plan à long terme. Sur avis de la CRE, le ministère en charge de l'énergie doit déterminer chaque année la capacité à couvrir par chaque fournisseur sur un horizon de 3 ans. Durant ces trois années, les fournisseurs doivent soit :

- construire leurs propres moyens de production de pointe,
- contractualiser avec des producteurs pour obtenir des titres de capacité,
- développer des systèmes d'effacement de consommation,
- acquérir des garanties de capacités auprès des opérateurs d'effacement.

Ainsi, selon les contributions prévisionnelles des installations mises en place par les fournisseurs, RTE certifiera ou non ces garanties de capacités. Finalement, des valorisations financières seront proposées et des pénalités pourront être appliquées en cas de défaut [12], [13].

1.2.5 Les consommateurs

La France compte environ 30 millions de sites de consommation d'électricité. La majeure partie d'entre eux est alimentée par le réseau basse tension (230/400 V) : pavillons, immeubles, écoles, commerçants, etc. D'autres sont alimentés par le réseau de distribution (HTA) en 20/15 kV : grand hôtels, hôpitaux, petites et moyenne entreprises, etc. De gros industriels (voies ferrés électrifiées, cimenterie, usine d'électrolyse d'aluminium) sont alimentés par le réseau de transport avec des niveaux de tension adaptés. Selon les puissances souscrites, il existe aujourd'hui 15 profils clients dérivés des tarifs historiques [14] :

- Les sites industriels et tertiaires raccordés au réseau HTA. Ils ont une puissance souscrite supérieure à 250 kVA. Ils bénéficient de quatre versions tarifaires nommés tarif « vert ».
- Les sites petites et moyennes industries/entreprises raccordés au réseau BTA. Ils peuvent souscrire un abonnement compris entre 36 et 250 kVA. Seulement deux options sont disponibles et correspondent au tarif « jaune ».
- Les sites résidentiels et professionnels raccordés au réseau BTA. La limite maximale de puissance de souscription est de 36 kVA. Les clients résidentiels bénéficient de quatre options tandis que les clients professionnels ont une option supplémentaire dédiée à l'éclairage public. C'est le tarif « bleu ».

Cependant, la loi NOME a prévu la suppression des tarifs réglementés de vente pour les gros consommateurs (tarifs jaunes et verts). Cette suppression sera effective à partir du 1er janvier 2016. D'autre part, elle a garanti le maintien des tarifs réglementés pour les petits consommateurs (tarif bleu) [15].

Pour chaque version tarifaire, le client règle deux parts : l'acheminement et la fourniture de l'électricité. Celles-ci comportent les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, les coûts de production, les coûts d'approvisionnement ainsi que les coûts de commercialisation [9]. La Figure 1.3 dresse une synthèse des coûts que supportent les consommateurs dans le cadre d'un tarif réglementé (proposé uniquement par les fournisseurs historiques) et d'une offre de marché (proposée par l'ensemble des fournisseurs).

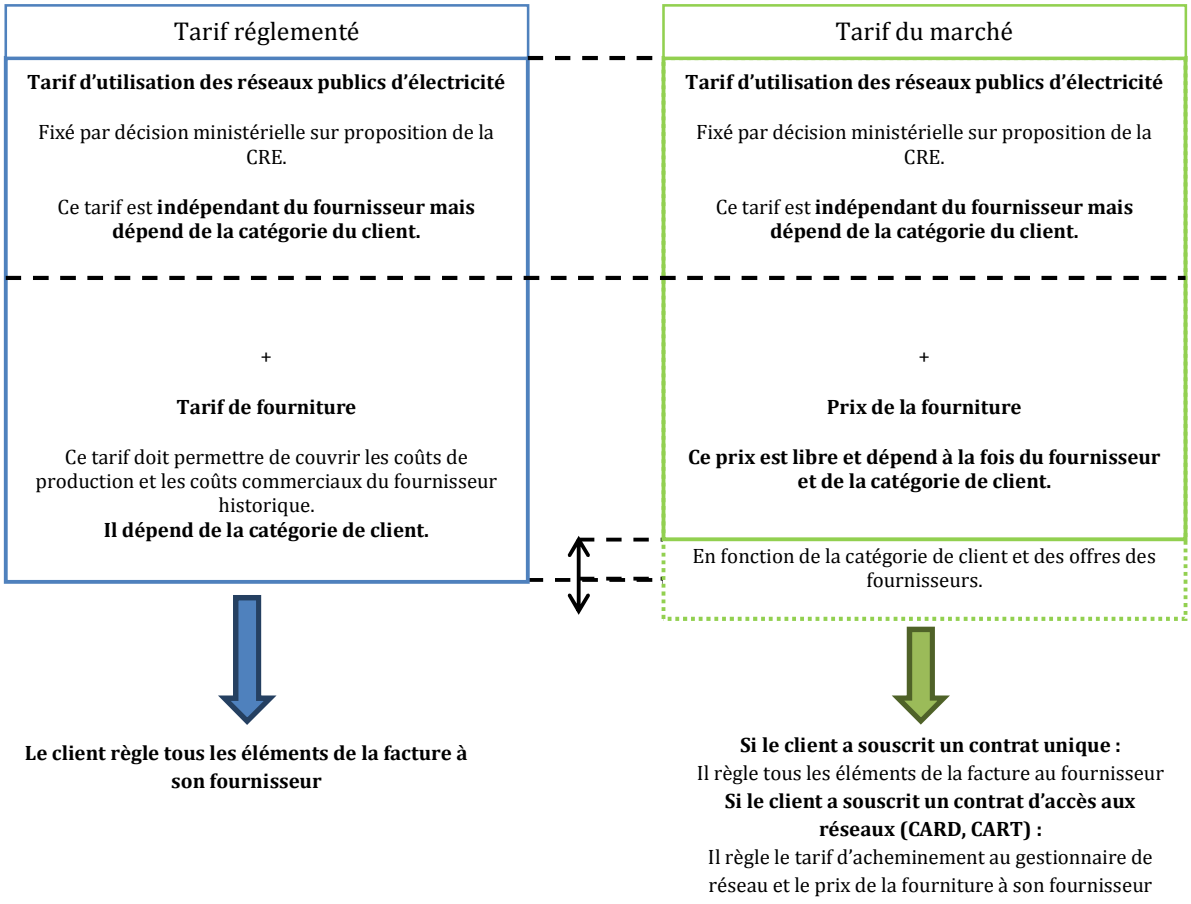


Figure 1.3 : Prix de détail hors taxes appliqués aux consommateurs (jusqu'au 31 Décembre 2015) [9].

1.2.6 Les réseaux de distribution d'électricité

1.2.6.1 Le contexte réglementaire

Depuis 1946, la distribution de l'électricité est assurée à 95 % par EDF et en 2008, elle est passée sous la responsabilité de la filiale d'EDF dénommée ERDF (Électricité Réseau Distribution France). Les autres 5% sont gérés et exploités par des ELD telles que : ES (électricité de Strasbourg), GEG (gaz et électricité de Grenoble), SICAE (société d'intérêt collectif agricole d'électricité) ou SEOLIS dans les Deux-Sèvres. Le métier du distributeur est une activité régulée soumis à un contrôle externe. La CRE veille sur la régulation économique et propose les tarifs d'utilisation du réseau public d'électricité. Le GRD est impliqué dans le fonctionnent du marché ouvert de l'électricité via deux aspects : assurer l'accès non discriminatoire des utilisateurs au réseau et la collecte des données de comptage d'énergie et de puissance permettant de reconstituer les flux transités (énergie soutirée et injectée dans le réseau). L'autre point marquant l'évolution du contexte de la distribution est son adaptation à l'intégration des producteurs décentralisés dans le réseau. Il doit éditer des règles de raccordement, collecter et traiter de nouvelles données.

Concernant la logique tarifaire de l'acheminement de l'énergie, celle-ci est facturée au fournisseur et répercutée sur la facture du client final. Elle permet de couvrir un ensemble de charges correspondantes aux :

- développements, exploitations et entretiens du réseau.
- achats de l'acheminement de l'énergie au GRT ; contrat CART (Accès au Réseau Public de Transport).
- achats de l'énergie sur le marché pour la compensation des pertes engendrées par les réseaux de distribution, ERDF achète près de 20 TWh annuelles.
- amortissements, charges financières, impôts et taxes, etc.

1.2.6.2 La structure des réseaux de distribution

L'arborescence des réseaux de distribution signifie que tout point desservi n'est alimenté que par un chemin électrique, venant du poste source, passant successivement dans un réseau HTA, dans un poste HTA/BTA puis dans un réseau BTA jusqu'au site de consommation. Excepté le réseau BTA, le réseau HTA est bouclable lorsqu'il est construit en souterrain ou dans des zones de forte densité de façon à permettre la réalimentation en cas de panne d'un des tronçons d'alimentation normale. Des unités de production décentralisées sont également raccordées sur le réseau HTA et BTA ce qui nécessite des études spécifiques [16], [17]. La structure physique d'un réseau de distribution est illustrée à la Figure 1.4.

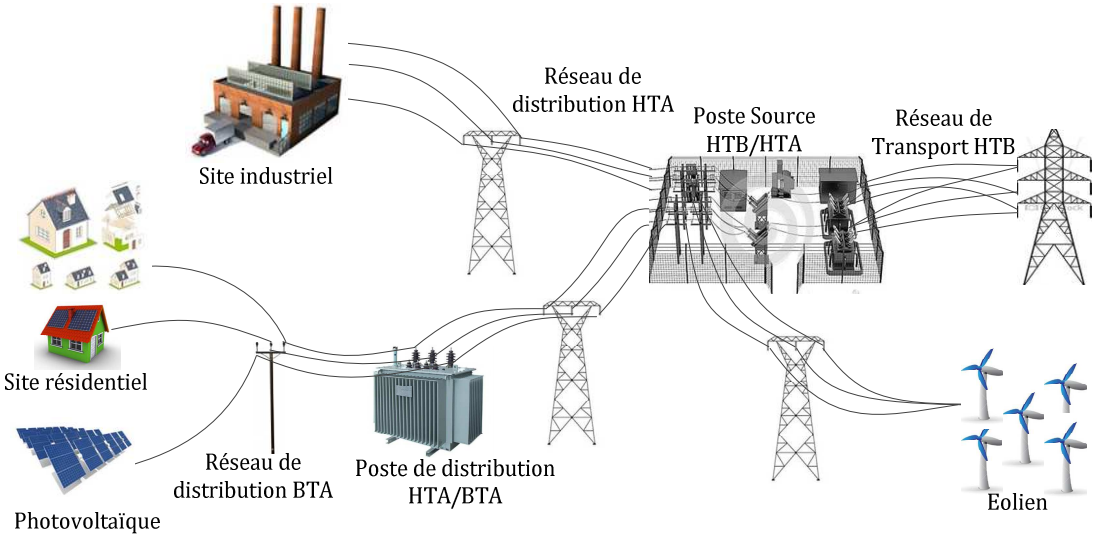


Figure 1.4 : Structure du réseau public de distribution.

Le réseau de distribution se distingue par des niveaux de tension inférieure à 50 KV. Les niveaux de tension normalisés sont présentés dans le Tableau 1.1.

Tableau 1.1 : Niveaux de tension normalisés [18][17].

Appellation normalisée	Niveau de tension
TBT	Un < 50 V
BTA	50 V < Un < 500 V
BTB	500 < Un< 1000 V
HTA	1 kV <Un< 50 kV
HTB	50 kV < Un

1.2.6.3 Le poste source

Les postes sources (PS) sont à l'interface des réseaux de transport et de distribution. Ils sont alimentés par différents niveaux de tension : 225, 90, 63 kV et bénéficient des équipements de surveillance, de protection et de télécommande. De plus, deux alimentations et un transformateur de secours sont essentiels pour faire face à une panne des éléments d'alimentation. C'est le principe dit du schéma d'exploitation « N-1 », qui prévoit que les PS doivent rester normalement desservis en cas de panne d'un élément de réseau [17], [18].

Le poste source contribue à :

- la mesure des flux d'énergie (puissance active et réactive soutirée et injectée) entre le réseau public de transport (RPT) et le réseau public de distribution (RPD),
- changement tarifaire par la télécommande centralisée d'émission à 175 Hz,
- la sûreté du réseau de transport par le système de délestage fréquence-métrique,
- la qualité et à la continuité de l'alimentation électrique par les systèmes de ré-enclenchement automatique, de réglage de la tension et de compensation du réactif.

L'architecture type d'un poste source est représentée à la Figure 1.5.

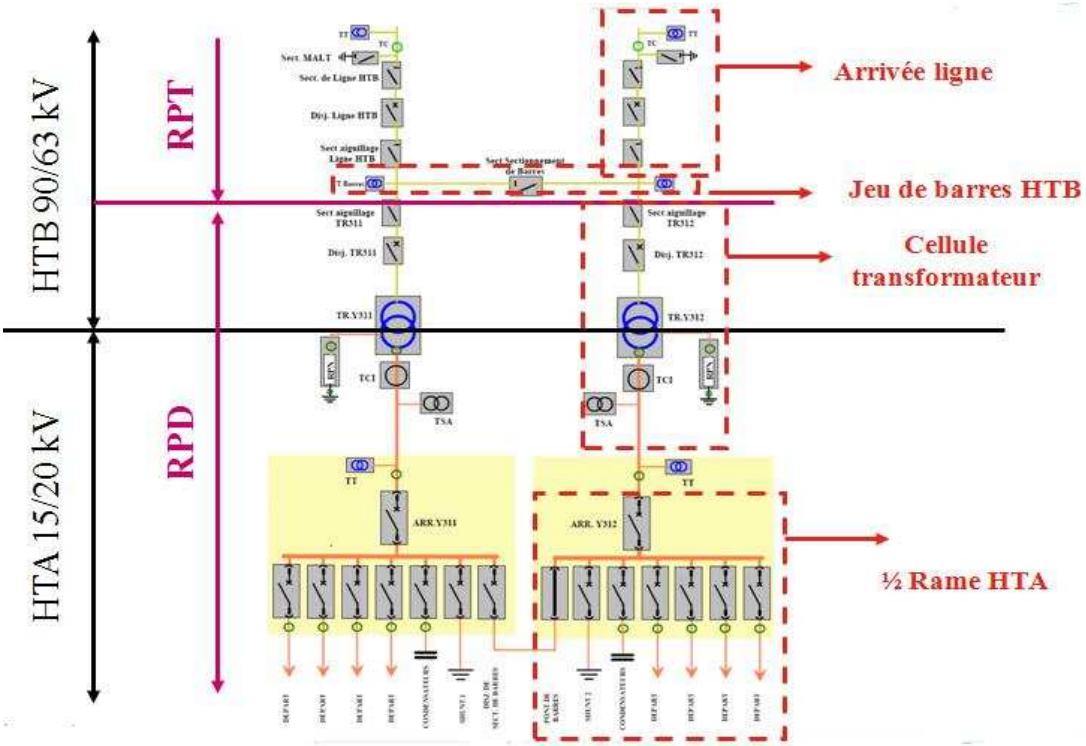


Figure 1.5 : Architecture intérieure d'un poste source.

Comme il est illustré à la Figure 1.5, l'arrivée ligne est constituée à minima d'un ensemble de sectionneurs et disjoncteurs. Elle permet le raccordement du poste source au réseau HTB de RTE. Ensuite, le jeu de barres HTB est utilisé afin d'aiguiller la source d'alimentation vers les transformateurs de puissance. Concernant la cellule du transformateur, elle contient un transformateur dont le secondaire est relié à la terre par une résistance point neutre ou une bobine point neutre fixe ou réglable contribuant à la protection des biens et des personnes. Et enfin, la rame ou ½ rame HTA est composée d'un ensemble de départs connectés à des disjoncteurs. Ces derniers servent à l'alimentation des

postes de distribution basse tension. Des disjoncteurs-condensateurs pour la compensation du réactif et des disjoncteurs shunt pour l'élimination des défauts fugitif sont de mêmes installés.

1.2.6.4 Le réseau HTA

Le réseau HTA est constitué de plusieurs départs provenant du PS. Ils sont dédiés à l'alimentation des postes des clients raccordés en HTA et des postes HTA/BTA dits « de distribution publique » servant à l'alimentation des clients en basse tension. Le réseau HTA est bouclé de façon à permettre la réalimentation des utilisateurs en cas de panne d'un tronçon d'alimentation normale. Ce bouclage peut également être utilisé pour assurer le secours du poste source. Les zones urbaines sont desservies en souterrain et les zones rurales (faible densité de consommation électrique) sont alimentées par des lignes aériennes ou mixtes [17], [18]. En zone rurale, sur les parties aériennes, les postes HTA/BTA sont raccordés en dérivation sur une seule canalisation. En revanche, sur les tronçons souterrains, les postes sont raccordés en coupure d'artère. En milieu urbain, le principe de raccordement retenu pour les postes HTA/BTA est la coupure d'artère : les postes sont insérés en série sur une canalisation principale par l'intermédiaire de deux câbles posés en parallèle, l'un de travail et l'autre de secours. Les différents schémas de raccordement sont évoqués à la Figure 1.6.

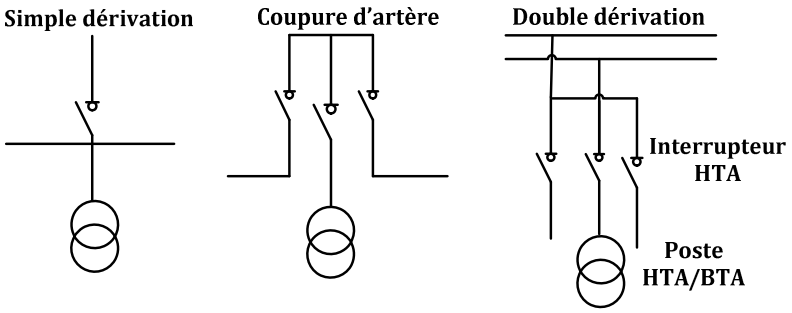


Figure 1.6 : Types de raccordements des postes HTA/BTA.

1.2.6.5 Les postes-transformateurs HTA/BTA

Les postes de distribution HTA/BTA constituent le point d'alimentation des réseaux de distribution BTA. Selon la densité de la charge à alimenter, plusieurs types de postes se distinguent : un poste rural (Figure 1.7) sur poteau, ou en cabine (Figure 1.8) pour alimenter des zones urbaines. Contrairement aux postes de distribution ruraux qui

alimentent généralement un à deux départ BTA, les postes urbains peuvent assurer l'alimentation d'un à huit départs, voire seize dans le cas de postes équipés de deux transformateurs. La longueur de ces départs BTA est souvent limitée par l'intensité et les chutes de tension admissibles. Afin de limiter les contraintes sur les réseaux, la création des nouveaux postes est nécessaire en cas d'apparition de nouvelles charges importantes ou d'évolution des charges existantes. Ceci dit, les GRD privilégient la création d'un gros poste plutôt que plusieurs petits dans une zone dense [18], [19].

1.2.6.6 Le réseau BTA

La finalité d'un réseau BTA est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution HTA aux points de consommation finaux. Il représente le dernier niveau dans la structure du système électrique. Sa configuration, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement. En principe, aucun bouclage n'est réalisé sur le réseau et la réalimentation en cas défaut se fait que par réparation du tronçon en question. Aujourd'hui, les nouveaux branchements sont dimensionnés à 18 kVA et sont réalisés en monophasé. Si les besoins de l'utilisateur l'exigent ou le réseau n'est plus en mesure de garantir les bonnes conditions d'alimentation, le raccordement se fait en triphasé. Pour les puissances supérieures, les branchements sont triphasés jusqu'à la limite de 250 kVA [17], [18].

1.2.6.7 Les seuils de contrainte de tension

En régime normal, les contrats ont fixé en 1995, l'engagement du distributeur à délivrer une tension HTA respectant une limite admissible de +/-5% de la valeur contractuelle spécifiée (tension nominale valant 20 kV ou 15 kV suivant les cas). En alimentation secours, la plage est élargie à +/- 10% [18]. En BTA, la tension réglementaire a été fixée à 230/400V en France par l'Arrêté du 29 Mai 1986, valeur adoptée au niveau européen en 1996 (norme EN 50160). Les seuils de tension BTA imposés par la réglementation aux bornes d'entrée de l'installation du client sont les suivant :

- 253 V en monophasé et 440 V en triphasé (+ 10% de la tension nominale),
- 207 V en monophasé et 358 V en triphasé (-10% de la tension nominale).

Dans l'attente de précisions réglementaires, la méthode de mesure retenue est celle des valeurs efficaces moyennes par périodes d'intégration de 10 minutes.

Figure 1.7 : Poste de distribution HTA/BTA type « poteau ».

Figure 1.8 : Poste de distribution HTA/BTA type « cabine ».

1.2.6.8 La qualité de la fourniture

La qualité de la fourniture d'énergie électrique fait partie des éléments contractuels conclus entre les gestionnaires et les utilisateurs du réseau électrique. Elle est caractérisée par deux éléments clés [16], [17] :

- La durée des interruptions empêchant la continuité de l'alimentation électrique. Ces interruptions sont souvent liées à des phénomènes aléatoires et leurs durées sont très variables. Elles peuvent être groupées en trois classes : longues (> 3min),

brèves (1s <…< 3min) et très brèves (< 1s). L'ampleur de ces défaillances dépend de la robustesse des ouvrages, de l'architecture du réseau et du système d'automatisation et de cicatrisation du réseau.

- La qualité de la forme du signal électrique (tension). Ces variations de la forme d'onde de la tension résultent souvent des phénomènes de :
    - creux de tension,
    - surtensions transitoires,
    - variations rapides et lentes de tension,
    - déséquilibres de tension.

La nature des installations (production/consommation) raccordées sur le réseau et la structure même du réseau jouent un rôle prépondérant dans la délimitation de ces imperfections. Leur dimension est fonction de la densité du réseau mais aussi de la performance des moyens de réglage.

1.2.6.9 Le réglage des plans de tension

En général, pour assurer en tout point du réseau (HTA ou BTA) une tension satisfaisant aux valeurs contractuelles et réglementaires, tant en moyenne tension qu'en basse tension, le GRD est amené à établir un plan de tension. Ce dernier consiste à utiliser en HTA les possibilités de réglage de la tension de consigne au niveau du jeu de barres du transformateur HTB/HTA. La tension de consigne est liée à la charge appelée par le réseau et déterminée par la fonction du régleur en charge du transformateur. Ce dernier permet d'insérer ou de retrancher des spires d'enroulements afin de modifier le rapport de transformation. Le réglage s'effectue en temps réel, sans coupure et la dynamique de réglage est de l'ordre d'une minute pour le premier passage de prise puis de l'ordre d'une dizaine de seconde pour le passage des prises suivantes [18], [20]. En BTA, le plan de tension consiste à utiliser les prises de réglage hors charge des transformateurs HTA/BTA. Ces prises doivent être manœuvrées hors tension et nécessitent des interventions humaines. Les prises de réglages ont trois positions : ±0%, ±2,5% ou ±5% et elles sont utilisées pour compenser tout ou une partie des chutes/élévation de tension sur les réseaux HTA liée à la consommation/production [20]. Le raccordement d'une installation de production sur un réseau de distribution induit, du fait de l'injection de puissance active et réactive, une modification des transits d'énergies sur le réseau et donc une modification des plans tension. Après le raccordement d'un producteur, le plan de tension doit être reconsidéré avec plus d'attention afin de limiter les surtensions. Un exemple de plan de tension en présence d'un producteur sur un réseau HTA est exposé à la Figure 1.9. Différents scénarios sont exprimés en fonction de l'état de charge du réseau et le niveau de production décentralisée.

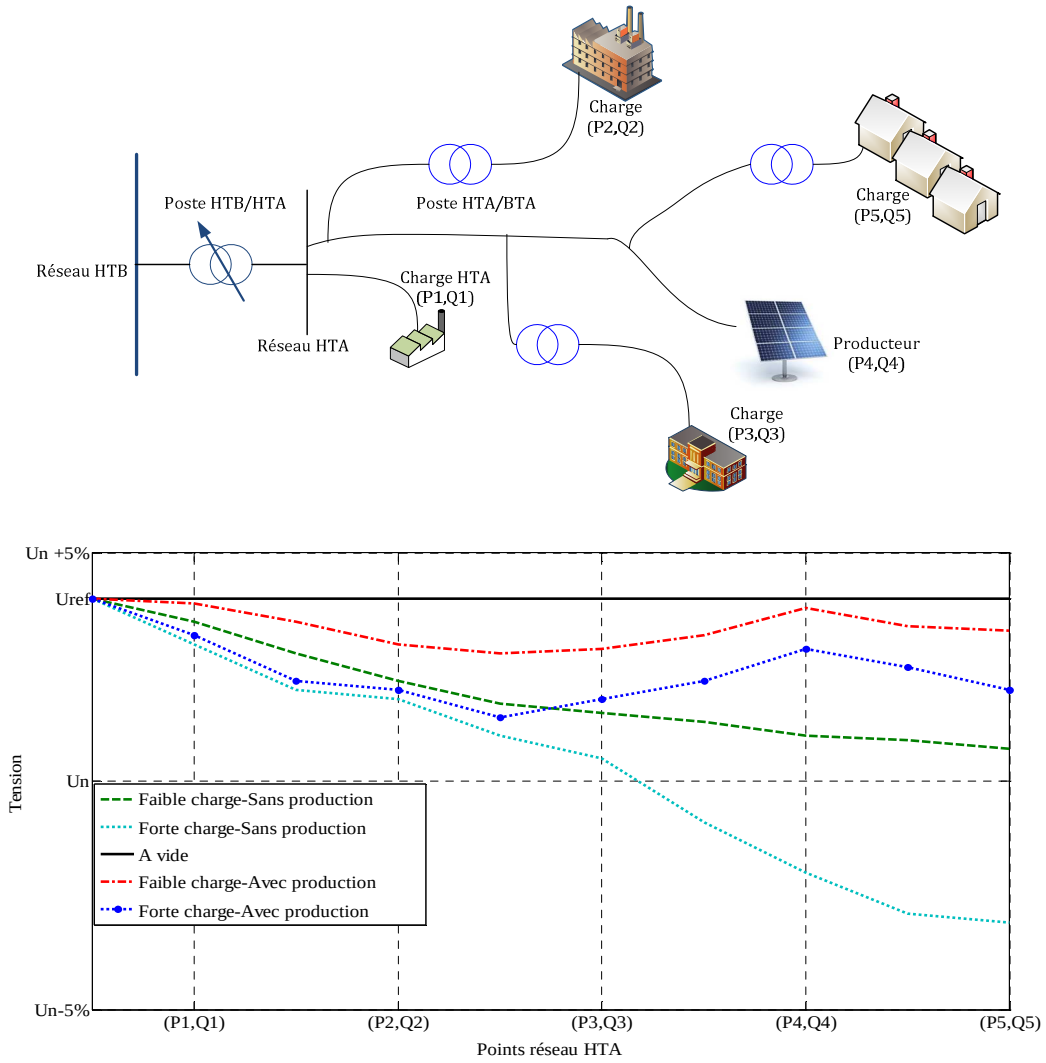


Figure 1.9 : Tension en tout point d'un réseau HTA en fonction de la charge et de la production.

1.2.6.10 Les plans de protection

Les réseaux de distribution sont dotés de systèmes de protection et d'automatismes ayant pour fonction principale la détection des défauts de court-circuit et d'isolement de la terre. Aujourd'hui, la technologie numérique des systèmes de protection et de contrôle commande installée dans les PS a facilité les évolutions du plan de protection (télé-paramétrage, modifications logicielles) et a gagné en fiabilité du système (autotest des matériels). Dans les réseaux HTA, les installations de protection comportent des automatismes de remise sous tension après une défaillance temporaire (défauts monophasés (un conducteur en contact avec la terre) ou entre phases). Le plan de

protection et d'automatisme consiste à une série d'ouvertures et de fermetures du disjoncteur du départ HTA sur détection de défaut (mise à la terre de la phase en défaut). Par ailleurs, le régime de protection est celui de la mise à la terre du neutre en un seul point, au transformateur HTB/HTA du poste source, par l'intermédiaire d'une résistance voire l'ajout d'une bobine selon les zones d'alimentation. Le neutre n'est donc pas distribué sur le réseau HTA [19]. Contrairement aux réseaux HTA, le régime de neutre des réseaux BTA est du type « TT » et chaque circuit BTA est protégé par un jeu de fusibles placé en sortie de transformateur. Le calibre de réglage est en fonction de l'intensité nominale admissible dans le câble. Aucune protection n'est présente en amont du compteur de l'utilisateur. La protection du branchement est assurée par des fusibles, un disjoncteur général et une protection différentielle [17]–[19].

1.2.6.11 Le système d'information

Le système d'information (SI) du GRD est constitué de plusieurs bases de données relatives aux caractéristiques du réseau (topologie, données de charge, etc.). Elles servent comme support de modélisation du comportement du réseau permettant l'élaboration des études d'évolution. La mise à jour de ces données se fait au rythme de l'évolution de la topologie des réseaux. Le SI intègre de même les données de conduite et d'exploitation dédiées au SI de télé-conduite. Elles permettent de visualiser et contrôler l'état du réseau en temps réel. D'autres données relatives aux interventions sur le réseau viennent alimenter la base du SI. Elles sont nécessaires au suivi des travaux et des modifications réalisées sur le réseau. De plus, aujourd'hui, le SI se complète d'un système de gestion des énergies destiné au contrôle des flux commerciaux (données des énergies et puissances relevées transmises aux fournisseurs). Il est donc important pour le distributeur de veiller sur la qualité des données et la performance du système afin de s'adapter aux évolutions réglementaires [17].

1.2.6.12 Le système de comptage

Les systèmes de comptage et de mesure déployés dans les réseaux publics d'électricité sont encadrés par plusieurs textes législatifs et réglementaires relatives aux fonctions qu'ils doivent remplir. Ces systèmes doivent d'une part, aider les consommateurs à mieux connaitre et surveiller leurs consommations pour réaliser des économies d'énergie, et d'autre part, de supporter les fonctions du GRD dans la gestion et la maitrise des flux d'énergie dans le réseau électrique. Aujourd'hui, la majorité des compteurs existant sont soit de nature électromécanique ou électronique. Seuls les clients HTA disposent de compteurs à télé-relève permettant d'enregistrer la courbe de charge. Les clients BTA eux, sont équipés de compteurs à index permettant de déterminer l'énergie consommée. Le

système de tarification à double tarif, heures pleines (HP) / heures creuses (HC) permet aux clients de reporter une partie de leurs consommations dans les périodes de faible consommation (généralement la nuit) pour bénéficier des tarifs avantageux. C'est le cas des ballons d'eau chaude sanitaire (BECS) chez les clients résidentiels par exemple. Le changement tarifaire se fait via des signaux tarifaires (Télécommande Centralisée à Fréquence Musicale (TCFM)) basés sur l'envoi d'une onde à fréquence musicale (175Hz) aux compteurs des clients concernés. Les différentes plages horaires d'émission du signal TCFM sont les suivantes [21] :

- Plage 1: 00h00 - 08h00;
- Plage 2: 12h30 - 14h30; 01h00 - 07h00;
- Plage 3: 22h30 - 06h30;
- Plage 4: 23h30 - 07h30.

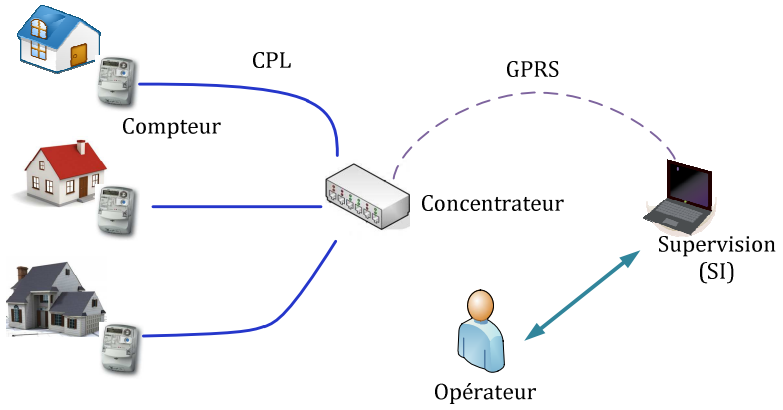


Figure 1.10 : Architecture d'un système de comptage communicant.

A l'heure actuelle, et suite à l'ouverture du marché à la concurrence [21], les systèmes de comptage sont au cœur de la modernisation visant un meilleur fonctionnement du marché de l'électricité. Le retour positif des expérimentations menées par ERDF sur les compteurs évolués, a incité les pouvoirs publics en septembre 2011 de généraliser le déploiement de compteurs évolués sur tout le territoire d'ici 2020. Ce nouveau système de comptage constitue une première brique technologique et un premier pas vers le développement des réseaux électriques intelligents. Il offrira la faculté aux utilisateurs de réseaux d'accéder en temps réel aux données relatives à la consommation et à la production d'énergie électrique. Il permettra de même de sensibiliser les clients à leur consommation afin de minimiser le coût de l'énergie consommée. Il sera également doté d'une fonction de pilotage jouant un rôle clé dans la maitrise de la demande d'électricité [22]. Une représentation graphique de l'intégration de l'architecture du compteur électrique évolué au sein du système électrique est exposée à la Figure 1.10. Le compteur constitue une interface de communication entre le réseau électrique et l'installation du consommateur.

Ensuite un concentrateur, est installé dans un poste de distribution permettant la collection par courant porteur en ligne (CPL) des informations en provenance des compteurs. Ces informations seront transmises au GRD à travers un signal GPRS (*General Packet Radio Service)* et enregistrées dans un SI accessible par le GRD et les fournisseurs d'énergie.

1.2.7 Insertion de la production décentralisée

1.2.7.1 Evolution de la production décentralisée en France et dans le monde

Depuis environ une décennie le développement de l'énergie éolienne et solaire se poursuit à un rythme soutenu sur l'ensemble du globe. A la fin de l'année 2013, l'éolien représentait 318 GW de puissance installée au niveau mondial, dont 35 % en Europe et 2,5 % en France. L'éolien reste l'énergie renouvelable la plus importante après l'énergie hydraulique (1040 GW installés) [23] mais loin devant le solaire qui vient seulement de dépasser la barre des 136,7 GW, dont 4,3 GW en France. Les figures « Figure 1.11 - Figure 1.12 » illustrent l'évolution de la capacité totale éolienne et photovoltaïque installée en France et dans d'autres pays entre les années 2009 et 2013. En terme de production effective d'électricité, l'éolien représente à présent plus de 500 TWh par an dans le monde (dont 15,9 TWh en France), soit l'équivalent de la consommation totale d'électricité de la France [25]. Quant à la production photovoltaïque, elle a enregistré une production totale de 104,5 TWh pour une capacité installée de 136,7 GW. La part de la production d'électricité photovoltaïque dans la production mondiale était de 0,5 % et sa part dans la production électricité renouvelable est de 2,2 %. En France, elle représente 4,6 TWh, l'équivalent de la consommation électrique de plus d'un million de Français [26]. En 2020, l'objectif pour la France est d'atteindre une capacité photovoltaïque installée de 5,4 GW et 25 GW d'éolien, dont 6 GW en éolien offshore [27], [28].

1.2.7.2 Impact de la production décentralisée sur les réseaux de distribution électriques

Dans la littérature, plusieurs études ont été menées pour identifier l'impact de la production décentralisée (PDe) sur les réseaux électriques et notamment celui de distribution qui accueille aujourd'hui une majorité des PDe. Parmi les différents impacts nous retrouvons [20], [29]–[31] :

- l'impact sur le dépassement des capacités de transit des différents appareils de réseau (lignes et postes).

- l'impact sur la puissance de court-circuit : Les installations de production ont comme effet d'augmenter localement la puissance de court-circuit. Le GRD doit donc vérifier la tenue de ses ouvrages (appareillages et des conducteurs) en tenant compte de l'apport en courant de court-circuit au point de livraison des producteurs.
- l'impact sur les plans de protection : l'inversion des flux de puissance peut engendrer un dysfonctionnement et des déclenchements intempestifs des appareils de protection. A l'origine unidirectionnels, les systèmes de protection vont devoir alors être bidirectionnels.
- l'impact sur la gestion du plan de tension : La production décentralisée va fatalement modifier le plan de tension près de son point de connexion. Cependant, le gestionnaire de réseau doit être capable de conserver la tension dans des plages définies (Figure 1.9).
- l'impact sur la qualité de tension : variations lentes et rapides de tension.

Tous ces impacts ont poussé les GRD à imaginer des solutions en termes de supervision et de contrôle des PDe afin de les faire participer à la bonne conduite du réseau et limiter leurs impacts financiers.

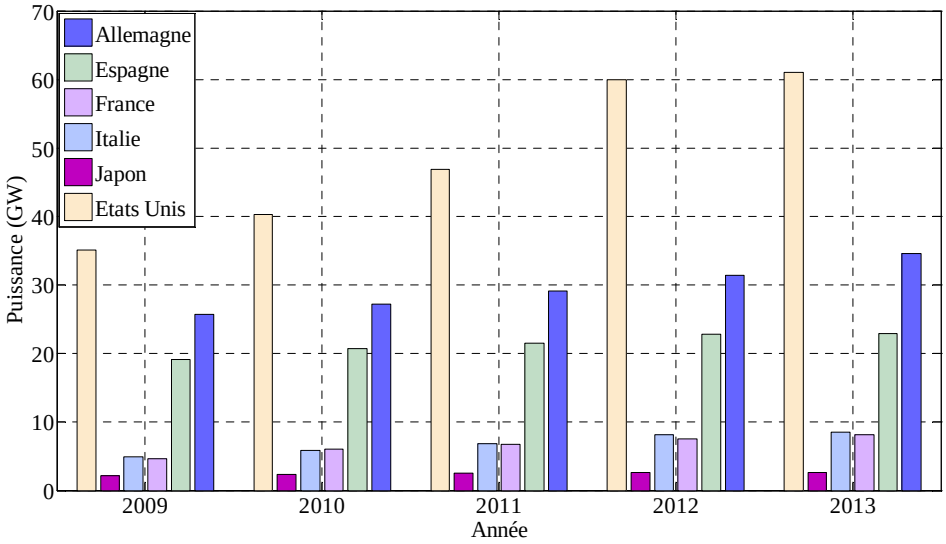


Figure 1.11 : Evolution des raccordements de parcs éoliens en Europe et dans le Monde (MW) [32].

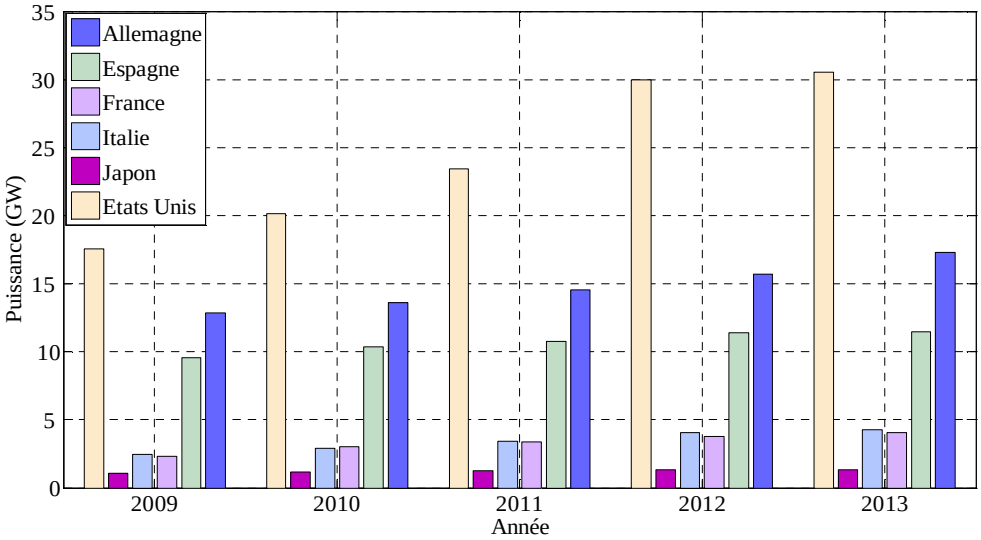


Figure 1.12 : Evolution des raccordements des installations photovoltaïques en Europe et dans le Monde (MW) [32].

1.2.7.3 Participation de la production décentralisée aux services systèmes

Les travaux de recherche menés par [33], ont présenté l'intérêt d'un régulateur auto-adaptatif de tension dans un réseau de distribution BTA pour pallier les contraintes de surtension locales. Le principe de contrôle est basé sur l'injection ou l'absorption de la puissance réactive selon les contraintes mesurées au point de connexion de chaque producteur décentralisé. Le réglage permet de maintenir la tension dans ses limites admissibles même dans un cas de fort taux de pénétration (75 %). Dans le même contexte, une seconde étude présentée dans [34], a abordé le concept de parcs éoliens mixte et a démontré son intérêt pour le réglage de tension dans les réseaux de distribution HTA. Les résultats de simulations ont prouvé que la présence d'éoliennes à vitesse variable au côté d'éoliennes à vitesse fixe améliore nettement la tenue au creux de tension. Les éoliennes à vitesse fixe se stabilisent plus rapidement après le défaut grâce à la stabilisation de la tension par les éoliennes à vitesse variable. Par ailleurs, [31] a démontré à travers la combinaison d'un générateur éolien à vitesse variable et d' un système de stockage inertiel d'énergie qu'un réseau pourrait fonctionner en mode îloté. Il a été ainsi démontré que celui-ci permet d'alimenter des charges fixes ou variables, tout en contrôlant la valeur efficace de la fréquence et de la tension. Finalement, les travaux de [30] se sont axés sur la faisabilité de la participation des éoliennes au réglage primaire de la fréquence. Une commande simultanée du couple de référence et de l'angle de calage des pâles a été élaborée afin de permettre un réglage primaire de la fréquence quelle que soit la vitesse du vent. Ce contrôle

permet aussi de maintenir une réserve de puissance régulière sur une large plage de variation de la vitesse du vent.

1.2.8 Conclusions

L'étude conduite a proposé une description des différents sous-systèmes (production centralisée et décentralisée, réseaux de transport et de distribution et les charges qui y sont raccordées). Les interactions entre les différents acteurs (GRT, responsables d'équilibre, GRD, fournisseurs et consommateurs finaux) du système électrique ont aussi été exposées. D'un point de vue évolutif et excepté l'insertion massive de la production décentralisée, l'évolution des infrastructures électriques est relativement stable. Leur développement repose sur des structures assez coûteuses financièrement et requièrent des temps de construction importants (centrales, postes de transformation, etc.), contrairement à l'environnement réglementaire qui est potentiellement mouvant comme l'a montré l'ouverture du marché. Il peut être extrêmement modifié dans un temps assez court, de l'ordre de quelques années. Son évolution est ordonnée par le caractère aléatoire que peut prendre certains paramètres tels que les décisions des politiques énergétiques, le bilan économique et environnemental, etc. En particulier, ce sont les réseaux de distribution qui sont le plus impactés par les évolutions technologiques et réglementaires. Aujourd'hui confrontés à un vieillissement de leurs infrastructures, cela va nécessiter de lourds investissements pour leur renouvellement. Ainsi, en plus de l'intégration de la production décentralisée, qui impose l'adaptation du réseau à un fonctionnement bidirectionnel, l'édition de règles de raccordement précises, la collecte et le traitement de données nouvelles, les GRD se voient compliquer la tâche par l'immersion du véhicule électrique considéré comme une charge nomade où le comportement aléatoire du consommateur vis-à-vis de sa voiture électrique n'est pas encore connu. La section suivante proposera ainsi un état de l'art à son égard.

1.3 Les véhicules électriques

1.3.1 Introduction

Le secteur de l'automobile va connaître de profonds changements dans les prochaines années. Cette évolution est rendue inéluctable par trois facteurs majeurs [35] :

- La crise énergétique : la dépendance du transport au pétrole (50% de la facture pétrolière de la France) pose des problèmes économiques et géopolitiques qui ne font que croître ;

- La crise environnementale : en accroissement de 22% depuis 1990, le secteur des transports représente le quart des émissions CO_2 et de pollution locale ;
- La crise du modèle économique actuel du secteur : celui-ci repose sur un renouvellement rapide des véhicules, dont l'utilité est remise en cause par les clients, aujourd'hui en période de crise et demain pour des raisons écologiques.

Le développement des véhicules électriques purs (VE), des véhicules hybrides (VH) et hybrides rechargeables (VHR) constituera donc une double opportunité : il contribuera tout autant à la lutte contre le changement climatique qu'à la restructuration d'un secteur aujourd'hui en crise. Excepté les VH et les VHR, l'efficacité des VE dépend de leur source d'énergie qui reste aujourd'hui un frein essentiel à leur développement. Leurs performances sont liées aux caractéristiques suivantes :

- la densité d'énergie massique (kWh/kg) correspondant à la quantité d'énergie stockée dans la batterie par kg. Elle représente l'autonomie du VE ;
- la densité de puissance massique (kW/kg) qui indique la puissance instantanée disponible. Elle caractérise la vitesse maximale du VE ;
- le nombre de cycles de charge-décharge qui détermine la durée de vie de la batterie ;
- le coût d'achat du VE.

A titre d'exemple, les véhicules thermiques ont une densité d'énergie (~12000 Wh/kg), soit 80 fois plus que les accumulateurs électrochimiques des VE actuels (35 Wh/kg - 150 Wh/kg). Leurs performances doivent encore être améliorées pour rejoindre une autonomie comparable à celle des véhicules thermiques d'aujourd'hui. C'est le sens des travaux actuels qui visent à augmenter l'autonomie tout en prolongeant la durée de vie et en diminuant les coûts. Dans l'attente d'une avancée technologique et d'une maturité industrielle des batteries, les VHR vont constituer un intermédiaire idéal entre le modèle tout électrique et thermique.

Dans cette partie, une présentation succincte de chacunes des technologies véhicules électriques et de leurs dérivées est proposée. Une synthèse des différentes sources d'énergie embarquées dans les VE/VHR ainsi qu'une comparaison des différents types de recharge et de modes de connexion sont également exposées.

1.3.2 Les principales configurations

Selon la nature de l'énergie embarquée à bord des véhicules électriques, nous pouvons distinguer deux ensembles à savoir, le véhicule hybride - hybride rechargeable et le véhicule tout électrique. Les caractéristiques principales de ces véhicules sont exposées dans la partie suivante.

1.3.2.1 Les véhicules hybrides - hybrides rechargeables

Un véhicule est hybride lorsqu'il utilise au moins deux sources d'énergie différentes pour se déplacer. Généralement, il est désigné par une association d'un moteur à combustion interne avec une machine électrique associée à un système de stockage. Trois architectures de véhicule hybride se distinguent [36]–[39]: Hybride série, Hybride parallèle et le bi-mode (série-parallèle). Dans la représentation hybride série (Figure 1.13), le moteur thermique entraine un générateur électrique qui débite sur une batterie et alimente le ou les convertisseurs du ou des moteurs électriques de tractions. Cette configuration offre la possibilité d'une gestion globale de l'énergie présente dans le système (thermique et électrique) [37], [38]. La Chevrolet Volt commercialisée aux Etats Unis en 2010 intègre ce mode de fonctionnement.

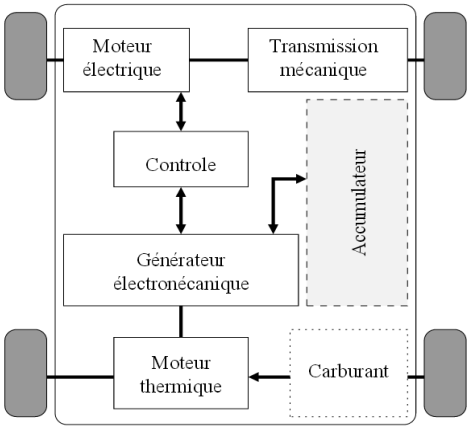


Figure 1.13 : Architecture d'un VH série [38].

Concernant l'architecture hybride parallèle (Figure 1.14), elle permet aux deux moteurs, thermique et électrique, de fonctionner ensemble ou séparément. A l'instar de la Honda Insight et le prototype hybride HDi de PSA, le fonctionnement simultané et optimisé des deux moteurs permet d'améliorer le rendement et de réduire la pollution [37], [38].

L'hybride bi-mode ou mixte -n'est rien d'autre qu'un hybride parallèle plus spécifique. Cette architecture résulte de la combinaison entre l'hybridation parallèle à addition de couple et à addition de vitesse. Diverses possibilités de conception existent, la plus connue étant celle utilisée par le constructeur Toyota (Prius, Yaris HSD et Auris HSD). Ce véhicule est généralement constitué de deux machines électriques et d'un train planétaire. La première machine électrique (quelques kW) et la seconde (quelques dizaines de kW) réalisent respectivement l'addition de vitesse et l'addition de couple.

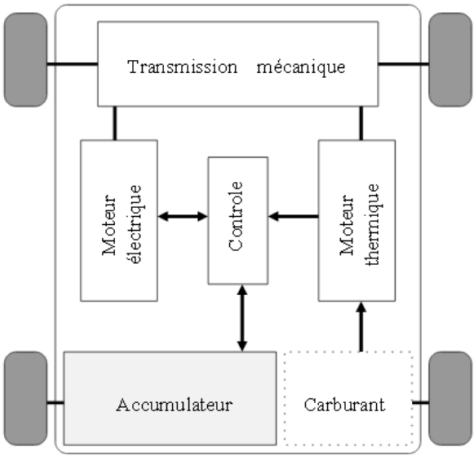


Figure 1.14 : Architecture d'un VH parallèle [38].

Concernant l'hybridation des véhicules, elle est classée en plusieurs degrés en fonction de l'importance du système électrique du véhicule. Du plus faible degré d'hybridation au plus important, nous citons [37], [39], [40] :

- Micro-hybride « Start & Stop » : lors des phases d'arrêt, ce système s'attache à contrôler les actions de démarrages et de coupures automatiques du moteur thermique.
- Semi-hybride : hormis le concept Start & Stop, il utilise aussi l'électricité pour alimenter d'autres systèmes. Éclairage et appareils de bord, entre autres, profite ainsi de l'électricité stockée dans la batterie du véhicule, elle-même rechargée par le moteur thermique et les phases de freinage.
- Full hybride : sa configuration est quasiment identique à celle du Semi-hybride sauf que les composants sont encore plus puissants. La Toyota Prius adopte ce mode de fonctionnement. L'électricité produite par le moteur thermique et le freinage régénératif est stockée dans une batterie.
- Hybride rechargeable : sur de petites distances, ce type de véhicule est capable de fonctionner en mode tout électrique. Il dispose d'une batterie pouvant être rechargée à l'aide d'une prise de courant et d'un chargeur.

1.3.2.2 Le véhicule tout électrique

Un véhicule tout électrique correspond à un véhicule qui possède uniquement un accumulateur comme source d'énergie. Son architecture est représentée à la Figure 1.15. Les véhicules tout électrique proposés actuellement sont exclusivement urbains, leur autonomie reste limitée et dépend des technologies des batteries. Le freinage régénératif

permet d'accroitre sensiblement l'autonomie. Il permet en outre d'obtenir un frein moteur. Pour ces raisons, il est nécessaire d'avoir un système de conversion réversible [37], [38].

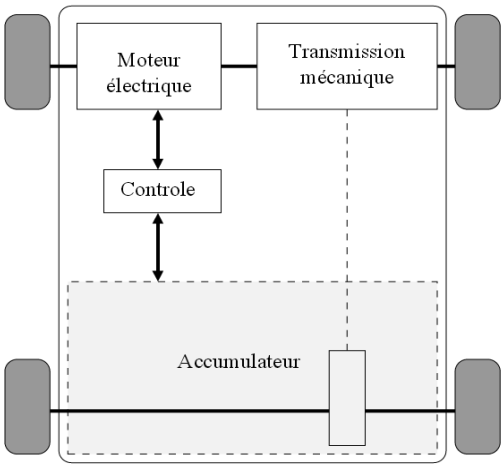


Figure 1.15 : Architecture d'un véhicule tout électrique [38].

1.3.2.3 Les sources d'énergie électrique embarquées

Le stockage de l'énergie électrique est l'un des éléments dont l'automobile attend le plus de progrès. Des performances plus élevées, particulièrement dans les domaines de stockage et de gestion énergétique, permettraient une plus grande quantité d'énergie à récupérer par les véhicules hybrides et une plus grande autonomie des véhicules électriques. Des progrès sont espérés par les batteries, mais aussi par les condensateurs.

1.3.2.3.1 Les batteries

Le futur du marché des VE est dicté par les performances des batteries qui aujourd'hui restent le verrou technologique pour leur popularisation. Une puissance massique élevée pour les fortes accélérations, une énergie massique importante pour une meilleure autonomie et une durée de vie élevée pour réduire les coûts sont les paramètres vitaux pour accroitre la viabilité du véhicule électrique rechargeable. Une synthèse des performances de plusieurs technologies de batteries est illustrée dans le Tableau 1.2 [38]. Les figures « Figure 1.16 - Figure 1.17» exposent respectivement le coût et la durée de vie en fonction du rendement de différentes technologies d'accumulateurs électrochimiques [39].

Tableau 1.2 : Comparaison des performances des batteries [38].

Technologie	Energie spécifique (Wh/kg)	Puissance spécifique (W/kg)	Rendement (%)	Nombre de cycle	Coût (€/kWh)
Plomb-acide	35-50	150-400	80	500-1000	70-110
Nickel-cadmium	30-50	150-150	75	1000-2000	180-240
Nickel-métal-hydrure	70-95	200-300	70	1000-2000	200-350
Zinc Air	100-220	30-80	60	500	70-95
Sodium-sulfure	150-240	230	85	1000	150-250
Lithium-ion	80-130	200-300	>95	1000	150

L'analyse des données du tableau montrent que les batteries Li-ion affichent de meilleures performances comparées aux autres accumulateurs. Elles sont actuellement les plus adaptées pour les applications de types véhicules électriques [39]. Parmi ses avantages [41] :

- une haute densité d'énergie pour un poids relativement faible ;
- une meilleure sécurité que la filière lithium-métal ;
- aucun effet mémoire, contrairement aux accumulateurs à base de nickel ;
- une faible autodécharge (5 à 10% par mois) ;
- pas de maintenance, à la différence des accumulateurs acide-Plomb.

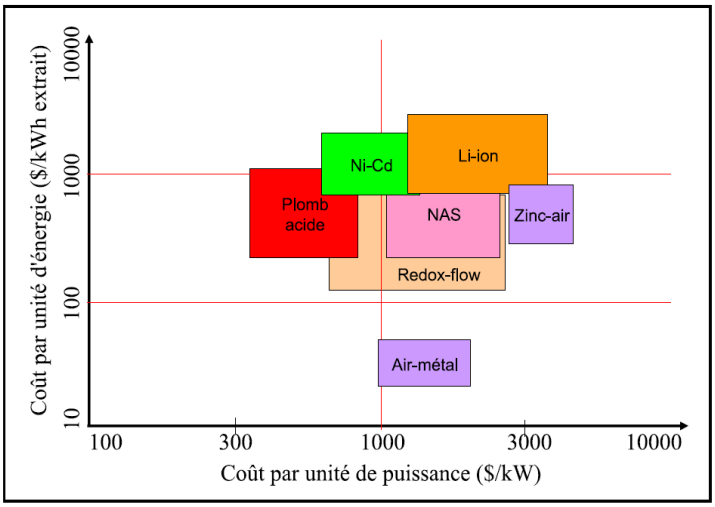


Figure 1.16 : Coût des différentes technologies de batteries [39].

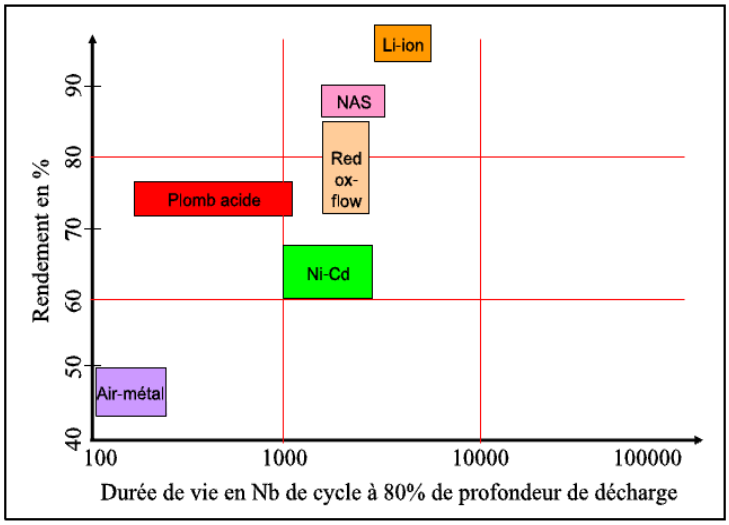


Figure 1.17 : Durée de vie et rendement des différentes technologies de batteries [39].

1.3.2.3.2 Les supercondensateurs

Les supercondensateurs stockent de l'énergie grâce à une séparation physique des charges positives et négatives. L'absence des variations chimiques sur les électrodes permet aux supercondensateurs d'avoir une durée de vie plus longue mais avec une densité d'énergie plus faible. Leur densité de puissance est considérablement plus élevée que celle de la batterie. Leur faible résistance interne permet d'avoir un bon rendement. Ils peuvent être utilisés comme dispositifs de stockage d'énergie assistant pour les VE. Ils sont très appropriés pour capter l'électricité à partir de la régénération de puissance de freinage et de fournir rapidement la puissance lors d'une accélération en raison de leur rapide charge et décharge. Leur association avec les batteries est une solution parmi d'autres pour optimiser le système de stockage électrique du VE ou du VHR [42].

1.3.3 La recharge des véhicules électriques et hybrides rechargeables

Le développement du marché véhicules électriques en France s'appuiera en grande partie sur le déploiement des infrastructures de recharge. En 2009, un plan a été lancé pour encourager leur développement dans la sphère privée et public. Ce dernier porte sur la création de 900 000 points de recharge privés et 75 000 points de recharge accessibles au public dès 2015, portés à 4 millions de points de recharge privés et 400 000 points de recharge publics en 2020. A horizon de 2025, ce sont 4,5 millions de véhicules et 9,9 millions de points de recharge qui sont prévus [43]. Les infrastructures de recharge

offriront une assurance aux utilisateurs de pouvoir accéder à la recharge que cela soit au domicile, au travail ou dans des stations-services. Celles-ci sont indispensables pour renforcer la confiance des clients dans le véhicule électrique.

1.3.3.1 Les puissances et les lieux de recharge

Il existe trois types pour la recharge des VE/VHR, normale rapide et accélérée [35]. Une comparaison est présentée dans le Tableau 1.3.

D'un point de vue des usages, la recharge normale est le type de recharge à privilégier systématiquement. Elle s'impose notamment pour les places de stationnement dites « principales », sur lesquelles les véhicules rechargeables stationnent pendant de longues durées et peuvent assurer la majorité de leur recharge électrique (~ 90 à 95% selon les premières expérimentations). Elles correspondent généralement au stationnement de nuit, ou au stationnement de longue durée sur les lieux de travail. Les autres types de recharge (accélérée et rapide) sont des recharges dites de « confort » ou « d'appoint », jouant un rôle important pour le décollage du marché de par leur fonction de « réassurance » pour les usagers, mais devant rester minoritaires voire exceptionnelles, pour des raisons de coûts et d'impact environnemental [35].

Tableau 1.3 : Types et lieux de recharge [35].

Type de recharge	Puissance de recharge	Lieu de recharge
Normale	16A - monophasé, soit une puissance de 3,7 kVA ou 11 kVA pour une recharge en triphasé.	Au domicile, sur un lieu de travail ou en voirie.
Accélérée	32A - triphasé, soit une puissance de 22 kVA.	Les points de charge publics (une solution d'appoint).
Rapide	63A - triphasé, soit une puissance de 43 kVA.	Le domaine public (une solution spéciale réservée à une recharge de secours).

1.3.3.2 Les modes et les prises de recharge

Pour la connexion des véhicules rechargeables, la norme NF EN 61851-1 a défini quatre modes de recharge :

- Le mode 1 autorise le raccordement du VE au réseau à travers des prises normalisées (16 A) en monophasé (norme NF C61-314) ou en triphasé. Des dispositifs de protection et des conducteurs de mise à la terre sont aussi intégrés.

- Le mode 2 ne se distingue du mode 1 que par l'intégration d'un boitier de contrôle sur le câble d'alimentation. Ce dernier permet de vérifier l'intégrité de connexion du véhicule.
- Le mode 3 garantit la continuité terre entre le véhicule et la borne à l'aide d'un quatrième fil. Ceci nécessite une prise spécifique associée à un socle de prise correspondant à la norme 62196-2. Ce mode de recharge devrait s'imposer à terme comme standard pour la recharge des véhicules électriques.
- Et enfin le mode 4 utilise un chargeur externe essentiel pour la recharge rapide.

Un comparatif des prises majoritairement déployées dans les infrastructures de recharge est évoqué au Tableau 1.4.

Tableau 1.4 : Types de prises de recharge [35].

Type de socle de prise	Illustration	Description	Compatibilité puissances élevées
Type E/F		Socle de prise type «domestique», compatible avec le Mode 1 ou 2	Non
62196- 2 Type 1		Socle de prise actuellement dédiée coté véhicule, non envisagée côté infrastructure	Oui
62196- 2 Type 2		Socle de prise conforme à certaines réglementations nationales en Europe, élaborée pour le Mode 3	Oui
62196- 2 Type 3		Socle de prise conforme à la réglementation française, élaborée pour le Mode 3	Oui

Afin d'universaliser la recharge et répondre aux besoins des véhicules, il est recommandé d'intégrer aux bornes de recharge normale ou normale accélérée les socles de prise type E/F et type 3. Elles permettront de moduler la recharge dans une plage de puissance allant jusqu'à 22 kVA. Enfin, concernant la recharge rapide, il est recommandé d'avoir deux câbles attachés à la borne, un pour la charge rapide en continu et l'autre pour la charge en alternatif.

De plus, le câble reliant le véhicule à la borne permettra dans le cas du mode 3, le transfert d'informations entre les deux éléments. Les informations transmises sont relatives au protocole de gestion de la recharge. Elles concerneront principalement la puissance disponible à la borne, le niveau de charge du véhicule et les informations relatives à la sécurité [35].

D'autres types d'informations pourront potentiellement être échangés telles que le contenu multimédia ou les informations liées au paiement. Des travaux de normalisation sont en cours à ce sujet [44][45].

1.3.4 Conclusions

Après un échec consécutif du modèle du véhicule électrique entre les XIXème et XXème siècles, ils sont aujourd'hui devenus plus que jamais une alternative indispensable aux véhicules thermiques en raison de la montée en puissance des enjeux environnementaux et de la consommation des carburants fossiles.

Ainsi comme l'a montré cette partie, différents types de véhicules électriques existent aujourd'hui, en partant du micro hybride jusqu'à l'électrique pur, et passant par le full hybride et le hybride rechargeable. Ces véhicules embarquent différentes technologies de stockage d'énergie électrique principalement constituées de batteries et de supercondensateurs. Ces sources d'énergie électrique ont acquis peu à peu de la maturité et elles sont toujours placées au cœur du développement. Enfin, pour affirmer le succès du développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables, il est nécessaire d'anticiper la problématique de la recharge des batteries. Aujourd'hui, les constructeurs des bornes et des prises de recharge proposent des modèles aves des puissances de recharge variables (normale, rapide, accélérée) en intégrant des systèmes de sécurité pour assurer la protection de l'utilisateur et de l'installation. Concernant le sujet de la normalisation, il demeure compliqué et plusieurs chantiers sont en cours. Dans la suite des travaux présentés dans ce manuscrit, seuls les véhicules électriques purs et hybrides rechargeables seront considérés.

1.4 Conclusions du premier chapitre

Ce premier chapitre a permis d'introduire les principales évolutions du contexte réglementaire de l'énergie, de présenter la structure organisationnelle du système électrique, de dresser un état de l'art sur les modèles de véhicules électriques, les systèmes de stockage associés ainsi que les infrastructures de recharge nécessaires pour l'accompagnement du développement du véhicule électrique.

Les évolutions réglementaires et technologiques vont confronter les acteurs du système électrique et en particulier les GRD à un défi de modernisation des réseaux de distribution pour l'intégration des VE dans un environnement propice. L'apparition de cette nouvelle charge va engendrer de nouvelles problématiques, de par la caractéristique nomade de la charge qui va nécessiter que le réseau de distribution puisse répondre localement à des demandes de puissance qui peuvent être non négligeables. Des besoins en

renforcement de réseaux seront ainsi nécessaires pour faire face à leur déploiement. Ceux-ci ne seront pas forcement compatibles en termes de délai avec un déploiement rapide des VE. Pour résoudre ces nouvelles contraintes et pouvoir accueillir les véhicules électriques dans des conditions acceptables pour les réseaux, il conviendra de développer des solutions appropriées et parmi celles-ci figure en bonne place la gestion active de la demande.

Dans ce cadre, le chapitre 2 présente une méthodologie permettant d'évaluer l'impact technico-économique des infrastructures de recharge des VE/VHR sur le réseau de distribution (BTA et HTA) des Deux–Sèvres. Les résultats de simulation vont permettre de déterminer les capacités du réseau électrique à assimiler ces nouvelles charges, de dimensionner le réseau en conséquence et d'imaginer des solutions pour minimiser les coûts de renforcement nécessaires.

Chapitre 2. Impact des véhicules électriques sur les réseaux de distribution d'énergie électrique

2.1 Introduction du deuxième chapitre

Dans ce chapitre, une analyse de l'impact des VE/VHR sur le réseau de distribution est présentée. En premier lieu, afin de positionner les travaux menés, un état de l'art de l'impact des VE/VHR sur les réseaux électriques est dressé. Ensuite, l'architecture et les principales caractéristiques du réseau étudié sont présentées. Les travaux menés dans ce chapitre traitent distinctement l'impact des VE/VHR sur le réseau BTA et HTA. Pour chaque niveau de tension, une méthodologie est proposée, puis des résultats de simulation sont exposés. Pour évaluer l'impact des VE/VHR sur le réseau BTA, une modélisation de la consommation des clients, de la charge des VE/VHR et des réseaux de distribution sont proposées. Ensuite, un échantillon de réseaux BTA à étudier est établi. Des scénarios de pénétration des VE/VHR et des stratégies de recharge sont également déterminés. A partir de là, des indicateurs définis pour la chute de tension sur le réseau BTA et le taux de charge des transformateurs HTA/BTA sont évalués. D'autre part, à partir des données de mesures, des prévisions de taux d'évolution de la consommation, de déploiement des VE/VHR et de développement des EnR, les capacités des postes sources (HTB/HTA) à absorber la charge des VE/VHR sont étudiées. De même, des estimations de chutes de tension et des pertes dans les réseaux HTA sont réalisées en fin de chapitre.

2.2 Etat de l'art

Un déploiement à grande échelle des VE/VHR risque de contraindre le bon fonctionnement et la conduite des réseaux de distribution. Comme l'ont démontré les travaux [46]–[50], si le VE/VHR demeure une simple charge non-contrôlable, celui-ci pourra facilement générer d'importants problèmes sur : les surcharges des ouvrages électriques, l'augmentation des pertes d'énergie et la modification des plans de tension, etc.

Les travaux de [48] ont présenté une analyse de l'impact des VE sur les plans de tension d'un réseau HTA. Dans l'étude, différents taux de pénétration de VE ont été considérés. Le premier est de 20% et le deuxième est égal à 30%. Ici, le taux de pénétration correspond à la proportion des clients possédant un VE. L'étude a supposé que la connexion des VE au réseau se fait simultanément. Le réseau de distribution simulé est représenté à la Figure 2.1. Il est constitué d'un poste source 33/11 kV avec six départ 11 kV, où chaque

départ alimente 8 postes de distribution 11kV/ 400V. Ensuite, chaque poste de distribution est supposé alimenter 100 consommateurs modélisés par une charge équivalente.

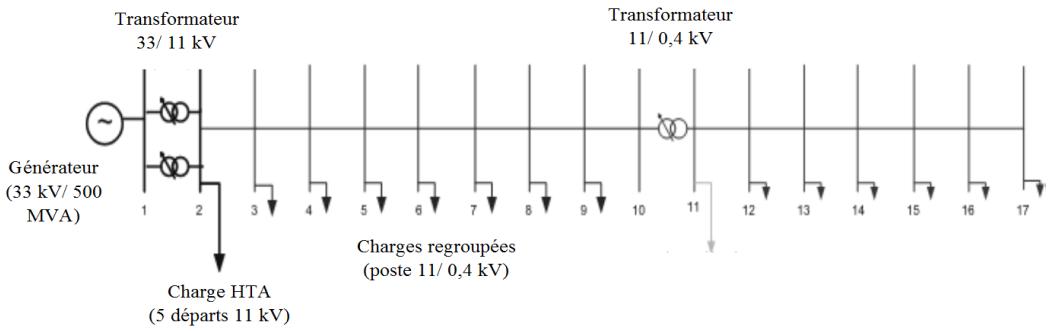


Figure 2.1 : Modèle du réseau de distribution HTA [48].

Les résultats sont présentés à la Figure 2.2. Le graphe compare trois profils de tension :

- la courbe en bleu suppose qu'aucun véhicule n'est connecté au réseau,
- la courbe en rouge considère que 20% des consommateurs ont connecté leur véhicule sur le réseau,
- la courbe en vert estime que 30% des consommateurs ont connecté leur véhicule sur le réseau.

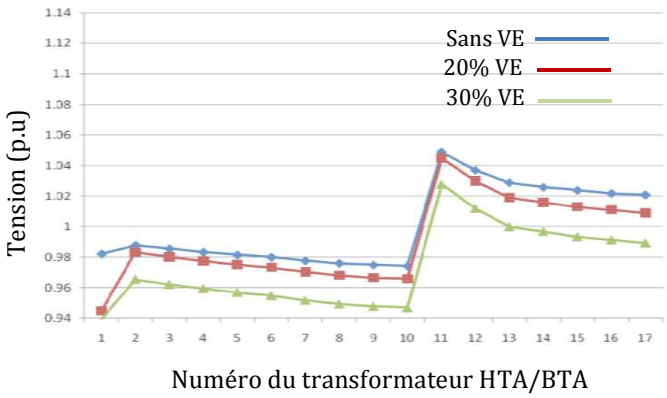


Figure 2.2 : Profil de tension avec et sans VE.

Pour un taux de pénétration de 20%, le plan de tension est maintenu dans les limites admissibles malgré la chute de tension supplémentaire engendrée par les VE. La fonction des prises du régleur en charge du transformateur HTB/HTA permet de maintenir une chute tension inférieure à 5%. Cependant, avec un taux d'insertion de 30%, la tension aux

postes de distribution 8, 9 et 10 franchit la limite des 5%. Le contrôle de tension au niveau du poste HTB/HTA aurait donc atteint sa limite.

Par ailleurs, dans [51], une analyse harmonique des flux de puissance générés lors de la connexion du VE/VHR au réseau a été réalisée. Les résultats ont démontré que l'existence des interfaces d'électronique de puissance provoque une importante quantité d'harmoniques (PWM, filtrage, etc.). De ce fait, la qualité de l'énergie est détériorée. A ce propos, [52] a proposé des solutions telles que la mise en place des filtres passifs ou des condensateurs shunts pour améliorer la qualité de l'alimentation du réseau en présence des charges non linéaires.

Dans le même contexte, EDF-R&D a révélé dans une étude [53] l'influence des VE/VHR sur un réseau de distribution rural dans la région de l'Alsace. Le réseau est alimenté par deux postes sources, il assure la fourniture d'électricité d'un village et également d'autres villes. Le village est desservi par un réseau BTA contenant 15 transformateurs de distribution (HTA/BTA). Selon les hypothèses des prévisions de déploiement à l'horizon de 2030 et des périodes de recharges (entre 19h00 et 23h00) des VE/VHR, les travaux ont conclu qu'en heure de pointe, 9 transformateurs HTA/BTA ne seront plus en mesure de supporter la charge des VE/VHR. En outre, la chute de tension dépassera les 8% sur l'ensemble du réseau.

D'autre part, les travaux de [54], [55] ont prouvé que la durée de vie des transformateurs était fortement influencée par les pertes internes et la température du point chaud du transformateur. Le vieillissent des transformateurs représente donc un facteur clé dans l'évaluation de l'impact de la recharge des VE/VHR. Un modèle de vieillissement de transformateur basé sur des séries temporelles a été étudié dans [56]. Les résultats revendiquent qu'une recharge dépourvue de gestion pourrait diminuer la durée de vie du transformateur de 93%.

Toutes ces problématiques vont inciter les GRD à repenser leurs méthodes de planification et à revoir leurs estimations des coûts d'investissement et de renforcement. Cet aspect a été démontré dans les travaux de [57]**.** Le but était d'évaluer l'influence des VE/VHR sur les coûts de renforcement des réseaux de distribution. Deux zones différentes ont été étudiées :

- Zone A **:** une zone urbaine (20 km^2) desservie par un réseau HTA (20 kV) assurant l'alimentation de 6121 clients BTA et 15 clients HTA.
- Zone B : une zone industriel et résidentielle (3400 km^2) desservie par un réseau HTB et HTA (138 kV et 45 kV) contenant 52000 résidents et une centaine de client HTA.

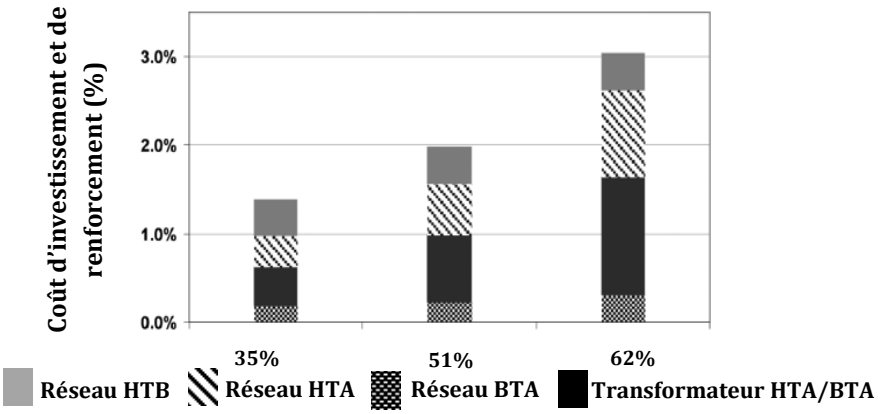


Figure 2.3 : Investissements et coûts de renforcement dans la zone B.

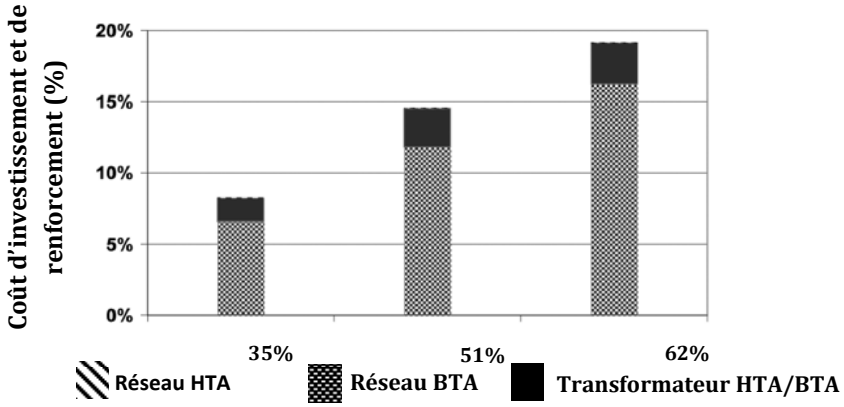


Figure 2.4 : Investissements et coûts de renforcement dans la zone A.

Des simulations ont été réalisées sur les deux zones en considérant trois taux de pénétration : 35%, 51% et 62%. La recharge des VE est supposée être effectuée en heures de pointe pour les trois scénarios. Les résultats sont détaillés dans les figures « Figure 2.3 - Figure 2.4 ». Elles représentent pour chacune des zones, le pourcentage d'évolution des coûts d'investissement et de renforcement par rapport au régime normal (sans VE), et cela en fonction des trois scénarios. Sur les graphes, nous pouvons distinguer les coûts alloués aux réseaux HTB, HTA, BTA et aux transformateurs HTA/BTA. Pour les mêmes taux d'insertion de VE, le taux d'augmentation des coûts d'investissement dans les deux zones est différent. Dans la zone B, l'augmentation des coûts d'investissement se situe entre 1,4% et 3% tandis que dans la zone A, elle peut atteindre 19% pour un taux d'insertion de 62%. Ceci s'explique par la différence de la densité de la population dans les deux zones. D'autre part, dans la zone A, les investissements concerneront principalement les réseaux BTA et

les transformateurs de distribution HTA/BTA, tandis que dans la zone B, les coûts des investissements seront répartis sur l'ensemble des réseaux HTB, HTA et BTA.

En conclusion, il ressort de cet état de l'art que l'augmentation de la demande liée à la recharge des VE/VHR pourrait avoir un impact néfaste sur les réseaux de distribution. Dans un premier temps, avec de faibles taux de pénétration, la recharge des VE/VHR est plus ou moins couverte par les infrastructures existantes. Par contre, au-delà des 15% de taux de pénétration, leur déploiement entraine d'importantes surcharges, chutes de tension, pertes d'énergie et par conséquent, une majoration des investissements sur les réseaux de distribution.

2.3 Simulation de l'impact des VE/VHR sur les réseaux de distribution

2.3.1 Présentation du cas d'étude

Le cas d'étude s'est focalisé sur le réseau de distribution des Deux-Sèvres. Il est géré en partie par GEREDIS. C'est un réseau à caractère rural et périurbain. Il est constitué de 14 postes sources HTB/HTA alimentant environ 8000 postes de distribution HTA/BTA (PD) qui alimentent à leur tour près de 141 000 clients. Les niveaux de tension du réseau GEREDIS sont de 30/20/15 kV en HTA et de 410/ 230 V en BTA. GEREDIS possède environ : 3557 km de ligne aérienne BTA, 1777 km de ligne souterraines BTA, 6158 km de ligne aériennes HTA et 1472 km de ligne souterraines HTA. La méthodologie proposée dans cette partie prend en compte les caractéristiques des réseaux de distribution, les modèles de consommation des clients, le modèle de charge des VE/VHR, ainsi que les prévisions de déploiement des VE/VHR et de développement de la production décentralisée dans la région des Deux-Sèvres. Qautre niveaux d'études sont proposés : impact sur les capacités des réseaux BTA et des postes sources HTB/HTA, l'influence sur les pertes d'énergie dans les réseaux HTA et enfin l'impact sur les chutes de tension HTA.

2.3.2 Impact des VE/VHR sur les réseaux BTA

2.3.2.1 Méthodologie

La méthodologie proposée dans cette partie est décomposée de la manière suivante :

- Modélisation de la charge « consommation » : les courbes de charge des postes de distribution ne sont pas mesurées. Il est nécessaire de les connaitre. Une méthode

statistique développée par ERDF dans le cadre du processus de reconstitution des flux a été appliquée.

- Caractérisation de la charge des VE : le profil de charge des VE/VHR est constitué à partir d'un modèle stochastique intégrant le type de la batterie, le mode de recharge, les lieux de connexion, les temps d'arrivée, les besoins énergétiques nécessaires ainsi que des taux de pénétration.
- Modélisation des réseaux BTA à partir des données disponibles sur le système d'information géographique du GRD.
- Sélection d'un échantillon de réseau BTA : compte tenu du nombre important des postes de distribution du réseau GEREDIS (> 8000), les travaux consistent à définir une méthodologie pour déterminer un échantillon représentatif du réseau BTA.
- Définition des scénarios de charge. Deux sont proposés : le premier considère que les utilisateurs chargent leur véhicule immédiatement après être arrivés au travail ou au domicile « plug and play (PP) » et le second scénario suppose que les utilisateurs vont charger leurs véhicules en heures creuses, en vue de réaliser des économies financières sur leur facture énergétique « incitation tarifaire (IT) ». Dans les deux cas, la recharge est considérée ininterrompue jusqu'à ce que les véhicules aient satisfais tous leurs besoins énergétiques, c.-à-d. que le VE aura atteint un niveau de charge égal à 100%.
- Finalement deux indicateurs sont évalués : le taux de charge du transformateur et la chute de tension maximale sur le réseau.

2.3.2.2 Modélisation de la consommation locale des clients BTA

2.3.2.2.1 Introduction

La majorité des clients résidentiels raccordés aux différents points de réseaux de distribution ne sont pas équipés de compteurs permettant d'enregistrer la courbe de charge (CdC). Dans ce cadre, les études réalisées par les GRD pour la planification dans les réseaux BTA, sont déterminées sur la base de la norme NFC 14-100. Pour ce faire, des puissances souscrites des clients associées à des facteurs de correction sont utilisées. Cette méthode permet d'obtenir une puissance foisonnée qui sera utilisée lors d'une étude en régime statique du réseau pour un calcul en un seul point de fonctionnement. En revanche, elle ne permet en aucun cas, la reconstitution des flux de consommation nécessaires aux calculs de plans de tensions et des pertes d'énergie dans le réseau électrique.

Par conséquent, la mise en œuvre d'une étude statistique est nécessaire pour une estimation de l'évolution de cette puissance. Par définition, la consommation électrique est un processus temporel continu lié au comportement standard de divers types de clients, à

la probabilité d'usage de chaque appareil électrique ainsi qu'à la variabilité stochastique de la demande, d'où la complexité d'estimation des CdC.

Dans la bibliographie, la méthode la plus souvent proposée pour la prévision de la consommation d'électricité dans le secteur résidentiel est la méthode ascendante ou le « *Bottom up* ». Cette méthode est basée sur la connaissance de l'usage final, et permet la reconstruction de la CdC, en connaissant le comportement socioéconomique, les caractéristiques démographiques et le profil de charge de chaque appareil électrique [58]–[61].

D'autre part, à l'échelle nationale, une seconde méthode connue sous le nom de *profilage* a été développée par ERDF et elle est fréquemment utilisée par les GRD. C'est une technique statistique permettant d'établir une répartition de consommation d'une poche géographique qu'elle soit de type résidentiel, commercial ou industriel. La suite de cette partie présentera une comparaison des deux approches.

2.3.2.2.2 Présentation de la méthode ascendante (*Bottom-up*)

L'approche « *Bottom up* » consiste à connaitre plusieurs caractéristiques de l'appareil électrique, à savoir : la puissance consommée, le profil de fonctionnement, la fréquence d'usage et l'instant de démarrage. Les appareils électriques ont des profils de fonctionnement différents basés ou pas sur des cycles. Par exemple, un lave-linge a un fonctionnement à quatre cycle : chauffage, lavage, rinçage et enfin essorage. A l'opposé, la télévision fonctionne à une puissance constante et donc sans cycle. Des informations plus détaillées sur les caractéristiques des appareils électriques (puissance, durée de cycle de fonctionnement, fréquence d'usage, etc.) sont fournies dans les travaux de [62], [63]. La Figure 2.5 présente la méthode de construction de CdC d'un ménage en se basant sur la combinaison de séries statistiques temporelles [58]–[61].

Tableau 2.1 : Modes de fonctionnement de certains appareils électriques.

Appareil électrique	Puissance (W)	Fréquence d'utilisation	Période d'utilisation	Temps d'utilisation
Frigo combine	200 +/-20	En continu	En continu	En continu
Machine à laver	2000 +/- 200	1	[19,5 +/- 0,5]	Cycle de lavage
Eclairage	4 ampoules 200 +/- 20	2	[7h +/- 0,25] [19h +/- 0,5]	[0,75h +/- 25] [4h+/-0,5]
Plaque de cuisson	2000 +/- 250	2	[12h +/- 0,2] [19h +/- 0,5]	[0,4h +/- 0,1h] [0,7h +/-0,1]
Lave-vaisselle	1300 +/- 100	1	[21h +/- 0,5]	Cycle lavage
BECS	2000 +/-500	1	[00h00 +/- 1h]	[6h +/- 1]

Pour la représentation d'une poche de consommation, il serait ainsi judicieux de tenir compte de la variabilité des appareils utilisés par les clients et du comportement aléatoire des usages des appareils. Ce phénomène peut être caractérisé par une distribution statistique caractérisée par une moyenne et un écart-type. Le Tableau 2.1 présente un échantillon de valeurs numériques déterminées à partir travaux réalisés par l'ADEME (Agence de l'environnement et de la Maitrise de l'Energie) [62], [63]. A titre d'exemple, un profil de puissance combinant un cycle d'une machine à lavée et d'un sèche-linge est relaté à la Figure 2.6. D'autres profils sont disponibles dans les travaux de [60], [62], [63].

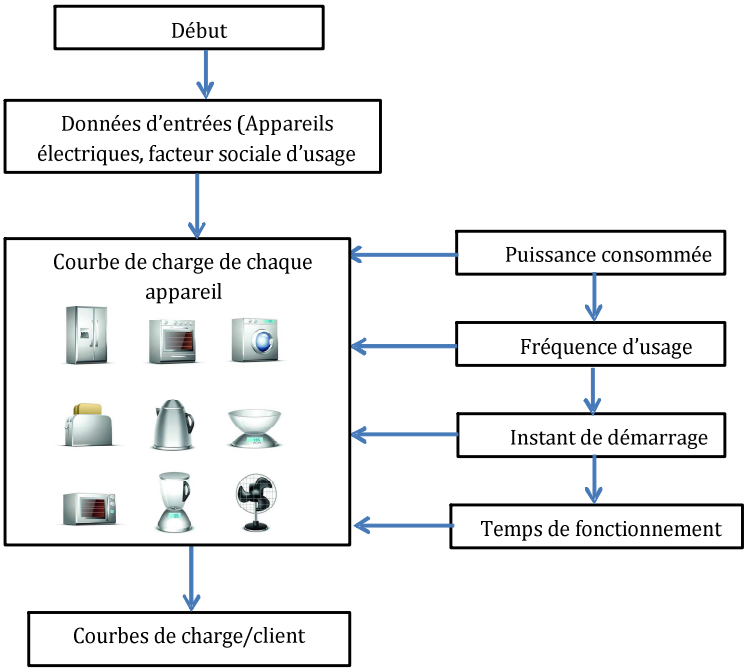


Figure 2.5 : Procédure de reconstruction d'une courbe de charge.

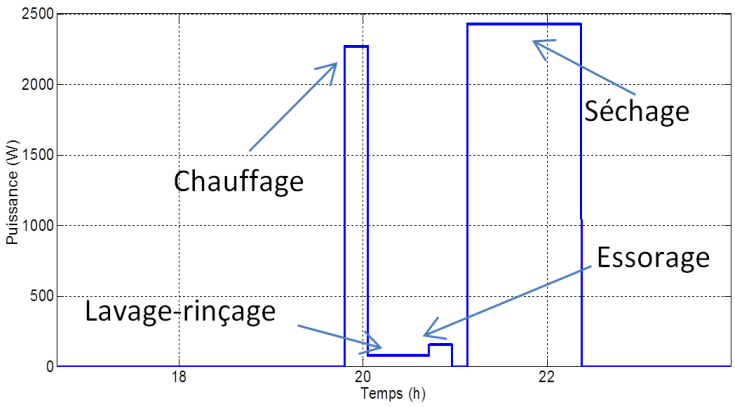


Figure 2.6 : Cycle de fonctionnement d'« une machine à laver et un sèche-linge ».

2.3.2.2.3 Méthode de profilage

A partir des mesures réalisées par ERDF pendant plusieurs années sur un échantillon « représentatif » de la population, des profils ont été déterminés. Par définition, un profil est une courbe-type normalisée reflétant la façon dont un client « moyen » consomme l'électricité au cours du temps. Par abus de langage, il désigne aussi une situation contractuelle. Une base de profil des individus dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kVA a été réalisée. Cette base comprend le segment résidentiel, professionnel et industriel. Les profils ont été déterminés à partir d'un jeu de coefficient [Eq. 2.1] :

- 52 coefficients de semaine $C_S(s)$ traduisant la contribution relative de la semaine *s* à la consommation annuelle ;
- 364 (52x7) coefficients de jour notés $C_J(s,j)$, qui expriment la contribution relative du jour *j* à la consommation de la semaine *s* ;
- enfin, les 17472 (52x7x48) coefficients demi-horaire $C_H(s,j,h)$ présentent la contribution de la demi-heure *h* à la consommation du jour *j* de la semaine *s.*

$$P(s,j,h) = C_S(s) \times C_J(s,j) \times C_H(s,j,h) \qquad \text{Eq. 2.1}$$

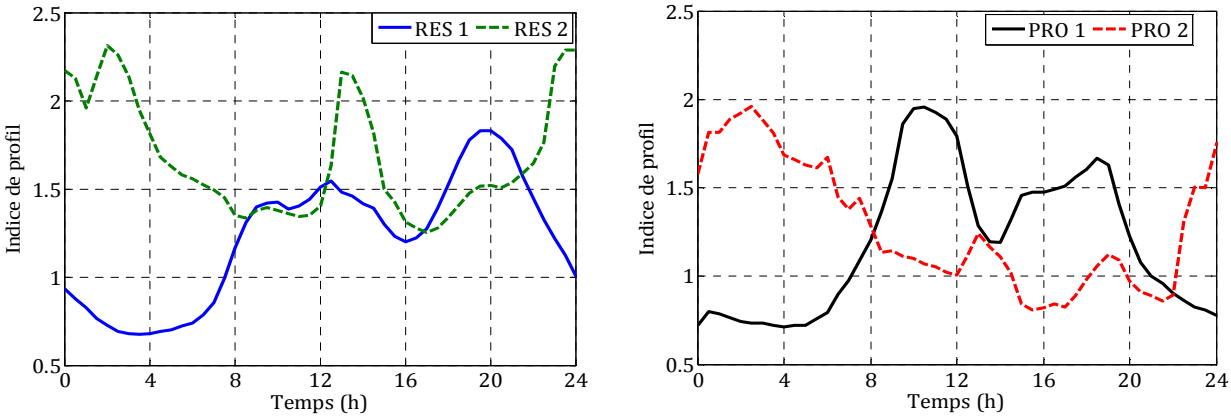


Figure 2.7 : Profilage de charges des clients résidentiels et professionnels.

La Figure 2.7 présente un exemple de CdC de clients résidentiels et professionnels caractérisés par un tarif simple (RES1/PRO1) et double (RES2/PRO2). Ces derniers ont des comportements très différents. La consommation journalière moyenne des clients RES1 est plus forte le jour que la nuit, et elle est caractérisée par deux pics (midi et soir). En revanche, la consommation journalière moyenne des clients RES2 est fortement marquée par le signal tarifaire HP/HC et l'équipement électrique asservis à ce signal. En ce qui

concerne les clients professionnels, ils sont structurés par leur activité socio-économique, le profil du client à tarif double (PRO2) est plus marqué par un pic de puissance le soir comparé au profil du client PRO1 à tarif simple.

Le principe du profilage d'un ensemble de clients raccordés à un poste de distribution est présenté à la Figure 2.8. Il est obtenu à partir de l'équation [Eq. 2.2].

$$CdC_{clients} = \sum_{k=1}^{n} (P_{moy} \times \frac{P_{sc}(k) \times cos(\varphi)}{\sum_{k=1}^{n} P_{sc}(k) \times cos(\varphi)(k)} \times i_{profilage}(k)) \qquad \text{Eq. 2.2}$$

Où :

P_{moy} est la puissance moyenne annuelle du site (PD) issue des relevés de compteurs. Elle donne une indication quantitative de l'énergie consommée par les clients.

P_{sc} est la puissance souscrite du client en kVA.

cos(φ) est le facteur de puissance propre à chaque type de client, caractérisant la nature de la charge.

$i_{profilage}$ est l'indice du profilage du client, déterminé par son code tarifaire.

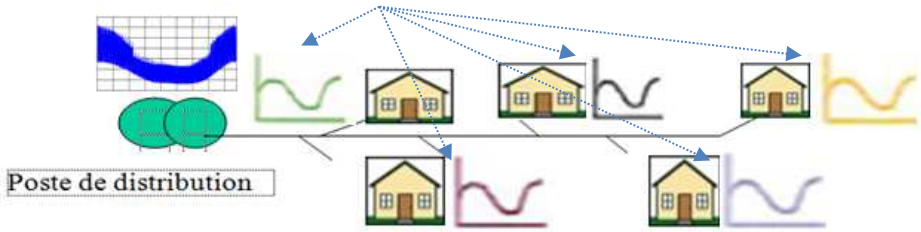


Figure 2.8 : Principe de profilage d'un site.

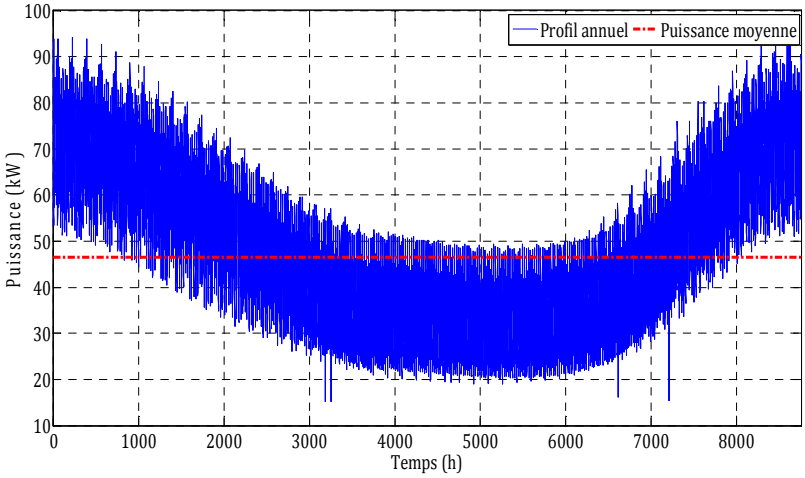


Figure 2.9 : Courbe de charge annuelle profilée d'un réseau BTA.

Chaque client est caractérisé par son contrat et son profil de consommation. La moyenne des indices du profil est théoriquement égale à 1. La courbe de charge d'un réseau BTA est obtenue en faisant la somme pondérée de tous les profils existants sur le PD.
Un exemple de CdC profilée d'un réseau BTA est présenté à la Figure 2.9. Elle correspond à la consommation annuelle par pas de 30 minutes d'un réseau BTA. Le réseau est alimenté par un transformateur de puissance de 160 kVA. 15 clients résidentiels dont 9 avec tarif double (HP/HC) et un éclairage public sont raccordés à ce réseau. La puissance totale souscrite est de 120 kVA et la puissance moyenne annuelle consommée est de 47 kW (foisonnement des charges).

2.3.2.2.4 Conclusions

En conclusion, les deux méthodes présentent des avantages et des inconvénients :

- La méthode ascendante est facile à mettre en œuvre pour la modélisation des charges des clients résidentiels. De plus, la connaissance de la part de chaque appareil électrique utilisé facilite leur identification pour des applications de pilotage de charge. Par contre, elle devient plus difficile à appliquer lorsqu'il faut intégrer des charges thermiques telles que les BECS et les chauffages électriques. Par exemple, la modélisation de la consommation des chauffages thermiques combine plusieurs paramètres : la température extérieure, type d'isolation, la surface de la maison etc. En outre, la modélisation de la consommation des clients professionnels et industriels reste très délicate à réaliser. Finalement, la courbe de charge risque d'être non représentative d'une population.
- La méthode de profilage utilisée dispose des 15 profils types de clients résidentiels, professionnels et industriels définis par leurs codes tarifaires. Leurs profils ont été établis sur un échantillon supposé « représentatif » de la population. L'inconvénient de cette méthode réside dans l'ignorance de l'erreur d'échantillonnage commise lors des phases de l'expérimentation.

Suite à cette comparaison, la méthode de profilage s'avère intéressante comparée à la méthode ascendante. Elle sera ensuite retenue pour la modélisation des CdC des sites basse tension.

2.3.2.3 Modélisation de la recharge des VE/VHR

2.3.2.3.1 Introduction

Cette partie vise à identifier le caractère probabiliste de la demande des VE/VHR. Une attention particulière est portée à la recharge des VE/VHR au domicile et au travail. Une hybridation de paramètres déterministes et stochastiques vont entrer en jeu pour modéliser en puissance, la demande d'une flotte de VE/VHR. Deux ensembles sont ainsi considérés : l'ensemble déterministe comprend le taux d'insertion, le type de la recharge (normale, accélérée et rapide), le modèle de la batterie, les lieux de recharge (domicile, travail) et les pertes de conversion d'énergie et les variables d'ordre stochastiques sont la distance parcourue et le temps d'arrivée des VE/VHR aux points de recharges.

La partie ci-dessous présente plus en détail la modélisation de chacun des paramètres. Le modèle de recharge des VE/VHR en voirie n'est pas considéré dans cette étude.

2.3.2.3.2 Capacité et autonomie

Comme il a été dit dans la précédente section, la batterie « Lithium-ion » dispose de très bonnes performances en termes de densité d'énergie et de puissance comparées aux autres accumulateurs. Elle équipe et équipera la majorité des VE/VHR. Une synthèse non-exhaustive des caractéristiques des VE/VHR est présentée au Tableau 2.2. Ce dernier dresse pour chaque modèle de VE/VHR, son autonomie en km, le type et la capacité énergétique de sa batterie. Plus d'information sont disponibles sur [35], [64].

Tableau 2.2 : Caractéristiques des VE/VHR.

Technologie	Modèle	Autonomie (km)	Batterie	Capacité (kWh)
VE	Renault-Kangoo ZE	100-150	Lithium-ion	22
	Renault-Fluence ZE	100-150	Lithium -ion	22
	Renault-Zoé	110-150	Lithium -ion	22
	Peugeot Ion	80-140	Lithium -ion	16
	Citroën C-zero	80-140	Lithium -ion	16
	Mia	90-130	Lithium iron phosphate	8
	Bolloré Bluecar	150-250	Lithium polymer	30
VHR	Opel Ampera	40-80 km	Lithium -ion	16

En appui sur les données du Tableau 2.2, il est possible d'estimer théoriquement la consommation moyenne d'un VE/VHR (C_{VE}) en kWh/km [Eq. 2.3]: Approximativement, elle est de l'ordre de 0,18 kWh/km. En effet cette moyenne reste relative au type du véhicule, à la conduite, à la météo et au type de trajet effectué. De plus, les pertes d'énergie liées à la conversion du courant alternatif en courant continu et à la conversion de l'énergie électrique en énergie chimique induisent en moyenne 10% de pertes par rapport à l'énergie demandée par le système de stockage [45]. Finalement pour 100 km parcourus, la recharge du VE nécessitera une énergie moyenne soutirée du réseau de 20 kWh. Ce rapport sera définit en tant qu'un *coefficient de proportionnalité* (C_p) [Eq. 2.4] nécessaire au calcul du besoin énergétique des VE selon la distance parcourue.

$$C_{VE} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\frac{Capacité_i}{\frac{Autonomie(i)_{max} + Autonomie(i)_{min}}{2}} \cong 0{,}18\ kWh/km \qquad \text{Eq. 2.3}$$

$$C_p = C_{VE} + 0{,}1 \times C_{VE} \qquad \text{Eq. 2.4}$$

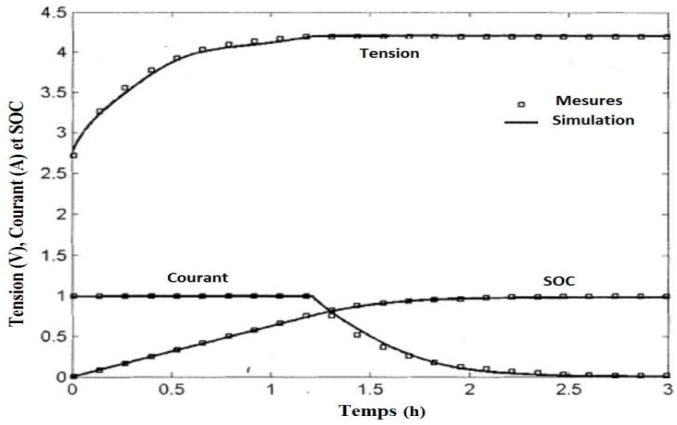


Figure 2.10 : Caractéristique de charge et de décharge d'une batterie Li-ion [49].

2.3.2.3.3 Modèle de charge de la batterie Lithium-ion

Le modèle de charge d'une batterie Li-ion exprimé en grandeurs courant/tension, est donné à la Figure 2.10. Au début du cycle de charge de la batterie Lithium-ion, le courant absorbé est constant, puis lorsque l'état de charge (SoC) dépasse les 90%, la tension devient constante à son tour en imposant au courant une décroissance de façon exponentielle. Un exemple de profil de puissance de charge d'un VE « Nissan Altra » disposant d'une batterie Li-ion est présenté à Figure 2.11. Toutefois, par soucis de simplicité pour les simulations

numériques, nous considérons qu'une courbe de charge normalisée est une courbe constante [39], [49], [65]. La Figure 2.12 illustre les modèles utilisés pour la charge complète d'un VE (30 kWh) en considérant différents modes de recharge : normal, accéléré et rapide. Les modèles simulés restent une hypothèse et peuvent être adaptés selon l'objectif de l'étude.

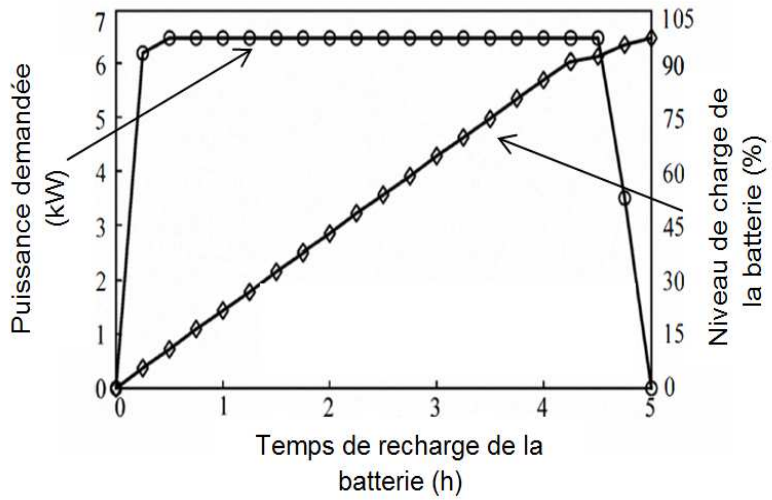


Figure 2.11 : Modèle de charge d'un VE « Nissan Altra » (batterie Li-ion) [65].

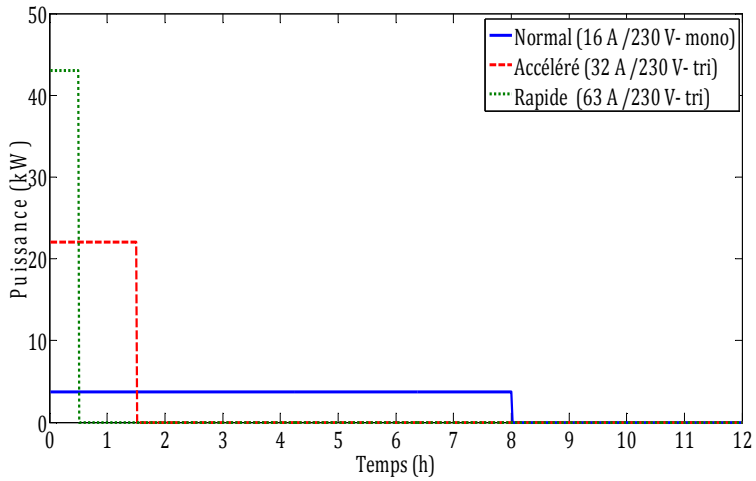


Figure 2.12 : Différents profils normalisés de charge d'un VE.

2.3.2.3.4 Distance parcourue et temps d'arrivée

La distance quotidienne parcourue par les VE va représenter la distance entre deux points de recharge. Celle-ci dépend fortement de l'utilisation du VE. Par exemple, durant la

semaine, les véhicules sont utilisés principalement pour effectuer des trajets travail-domicile. Selon l'INSEE (Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques) [66], la distance moyenne (D) entre les deux sites (domicile-travail) dans les zones périurbaines et rurales est d'environ 30~35 km. Par contre, pendant le week-end, la mobilité du véhicule est réduite et les utilisateurs ont tendance à parcourir de longues distances à des heures différentes de la journée. Concernant les temps d'arrivée (T_a), la majorité des Français arrivent sur leur lieu de travail vers 8h30 et le retour au domicile a généralement lieu vers 18h30 [66].

Cependant, afin de se rapprocher du comportement réel des utilisateurs de véhicules, certains phénomènes liés à la routine quotidienne doivent être pris en considération :

- L'hétérogénéité de la distance parcourue par les utilisateurs ; celle-ci signifie que la durée de recharge (D_r) « besoin énergétique » de chaque VE/VHR ne sera pas la même.
- L'hétérogénéité du moment d'arrivée des utilisateurs à leur domicile/ travail ; cela aura systématiquement une influence sur la puissance instantanée soutirée du réseau.

Pour refléter au mieux l'image d'une courbe de charge d'un parc de VE/VHR, une modélisation mathématique est nécessaire. Dans la littérature [50], [67], une distribution gaussienne selon une loi normale a été proposée pour représenter au mieux le comportement des usagers. Elle est mathématiquement représentée par l'équation [Eq. 2.5].

$$f(x, \mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \qquad \text{Eq. 2.5}$$

Où, x représente la variable aléatoire considérée *(temps d'arrivée ou durée de recharge)*, μ est sa moyenne et σ est son écart-type.

Finalement, chaque VE aura un cycle de recharge (C_r) auquel un temps d'arrivée et une durée de recharge seront attribués.

2.3.2.3.5 Taux de pénétration

Le développement du marché de VE/VHR est lié à plusieurs facteurs clés, tels que : le développement technologique des batteries, les prix du carburant, les investissements sur les infrastructures de recharge, le coût d'achat, la perception du public, etc. Le scénario de développement retenu dans la présente étude est conforme aux objectifs du plan gouvernemental, soit 2 millions de véhicules électriques à l'horizon 2020. Il a été construit

sur la base d'une pénétration progressive de ces véhicules dans le marché automobile, lente en début de période, puis, s'accélérant à partir de 2016. Des hypothèses de 7,5 % des ventes en 2016, 30 % des ventes en 2020 et 35 % à terme sont prises en compte. Une représentation graphique de l'évolution du marché des VE/VHR est présentée à la Figure 2.13.

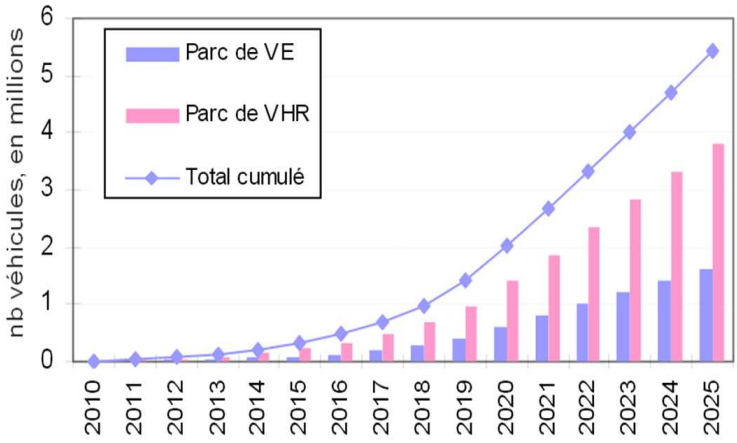


Figure 2.13 : Scénario de développement des VE/VHR [43].

Selon les scénarios de prévision, le marché des VE/VHR occupera respectivement 6~7% et 15% du marché de l'automobile à l'horizon de 2020 et de 2030.

2.3.2.3.6 Simulation d'un profil de charge d'un parc VE/VHR

Le synoptique illustré à la Figure 2.14 reprend la méthodologie stochastique de simulation d'une demande de charge d'une flotte de VE/VHR. Des résultats de simulation du modèle sont proposés à partir des données du Tableau 2.3.

Le besoin énergétique (BE) [Eq. 2.6] propre à chaque VE se définit comme étant le produit entre la distance parcourue (D) et le coefficient (C_p) défini précédemment, tandis que la durée de recharge est le rapport entre BE et la puissance de charge [Eq. 2.7].

Tableau 2.3 : Données de simulation d'un modèle stochastique de charge de VE.

Stratégie de recharge	Cp (kWh/km)	Mode de charge	Lieux de recharge	Distance parcourue (D) (km)		Tems d'arrivée (T_a) (h)	
				μ	σ	μ	σ
Plug and Play	0,2	Normal (16 A)	Domicile	35	10	18,5	0,5
Incitation tarifaire	0,2	Normal (16 A)	Domicile	35	10	01,0	0,0

$$BE\ (i) = D(i) * C_p \qquad \text{Eq. 2.6}$$

$$D_r(i) = \frac{BE(i)}{P_{mode\ normal}} \qquad \text{Eq. 2.7}$$

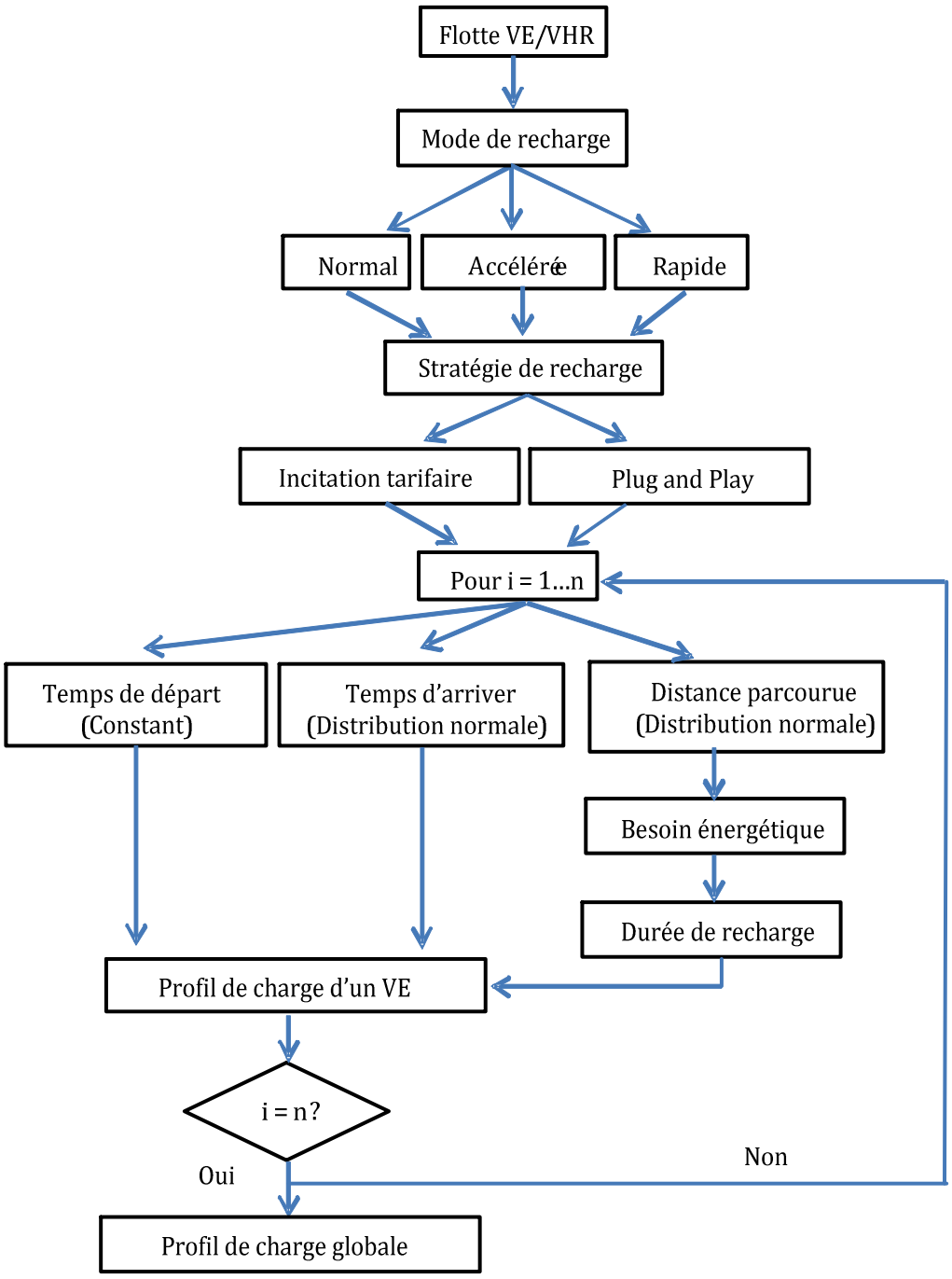


Figure 2.14 : Modèle stochastique d'identification d'une courbe de charge d'une flotte de VE/VHR.

L'algorithme de génération du modèle stochastique de charge des VE/VHR a été simulé 1000 fois. Le modèle moyen est ainsi obtenu en calculant la moyenne arithmétique de l'ensemble les profils générés [Eq. 2.8].

$$P_{moyen} = \frac{1}{s}\sum_{i=1}^{s}\left(\sum_{i=1}^{n} P_{mode\ normal} \times C_r(Temps_{arriver}(i,s); Durée_{recharge}(i,s)\ )\right) \qquad \text{Eq. 2.8}$$

Les résultats de simulation des deux stratégies de recharge des VE/VHR sont donnés dans les figures « Figure 2.15 - Figure 2.16 ». Le profil de charge avec incitation tarifaire considère les plages horaires définis par : 01h00-07h00 et 12h30-14h30.
Les profils affichés représentent la consommation en puissance (kW). L'écart entre les deux courbes « 1000 simulations - Profil moyen » est légèrement faible, le profil moyen peut ainsi être considéré comme une charge normalisée.

2.3.2.3.7 Conclusion

Bien entendu, les modèles de charge de VE/VHR pour les clients particuliers ou professionnels évoqués dans cette étude restent valables pour les hypothèses considérées. Ils vont permettent de simplifier les études en considérant une charge normalisée. Ils peuvent être adaptés selon le type de la batterie, l'heure et le mode de recharge, etc. Pour se positionner dans un contexte réaliste, la suite du chapitre considèrera uniquement la charge en mode normal.

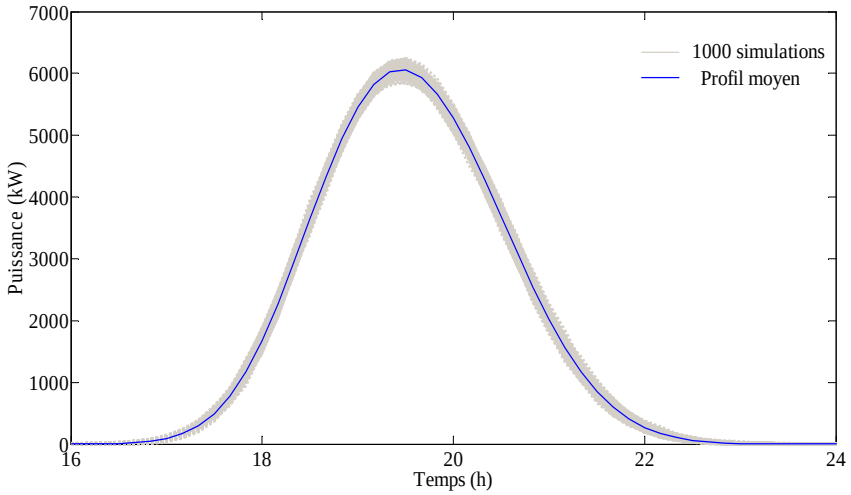


Figure 2.15 : Modèle stochastique de courbe de charge de VE/VHR « Plug and Play ».

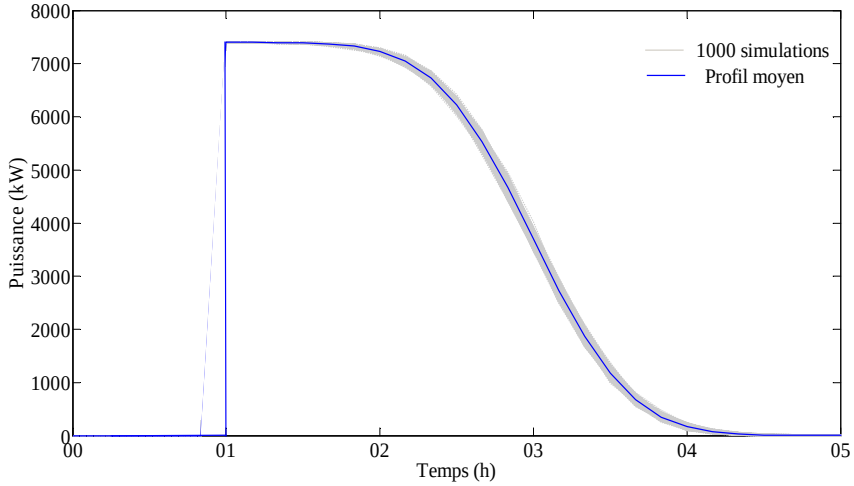


Figure 2.16 : Modèle stochastique de courbe de charge de VE/VHR « Incitation Tarifaire ».

2.3.2.4 Modélisation des réseaux BTA

La modélisation des réseaux de distribution est réalisée sur le logiciel Matlab/Simulink. L'algorithme adopté pour le calcul de flux de puissance est celui de Gauss-Seidel [68]. L'expression de la tension au bus i pour l'itération de rang (k+1) est définie par [Eq. 2.9] :

$$V_i^{(k+1)} = \frac{\frac{(P_i^{ch} - jQ_i^{ch})}{V_i^{*(k)}} + \sum_{j=1}^{n} y_{ij} V_j^{(k)}}{\sum_{j=1}^{n} y_{ij}} \quad i \neq j \qquad \text{Eq. 2.9}$$

Avec :

$V_i^{(k+1)}$: la tension simple au bus i (V).

y_{ij} : l'admittance de la ligne (Ω^{-1}).

P_i^{ch} et Q_i^{ch} sont respectivement la puissance active et réactive (kW et kVAR) sur chaque nœud *i*.

Après avoir déterminé les tensions à chaque nœud, les pertes peuvent être calculées de la façon suivante :

Partant du modèle représenté à la Figure 2.17, le courant I_{ij} mesuré au bus *i* et défini positif dans le sens $i \rightarrow j$ est donné par [Eq. 2.10] :

$$I_{ij} = I_l = y_{ij}(V_i - V_j) \qquad \text{Eq. 2.10}$$

De la même façon, le courant I_{ji} s'exprime par [Eq. 2.11] :

$$I_{ji} = -I_l = y_{ij}(V_j - V_i) \qquad \text{Eq. 2.11}$$

Ainsi, les puissances transitées en complexe S_{ij} [Eq. 2.12] de $i \rightarrow j$ et S_{ji} [Eq. 2.13] de $j \rightarrow i$ sont :

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^* \qquad \text{Eq. 2.12}$$

$$S_{ji} = V_j I_{ji}^* \qquad \text{Eq. 2.13}$$

Finalement, les pertes [Eq. 2.14] dans la ligne i - j sont égales à la somme algébrique des puissances transitées.

$$S_{L\,ij} = S_{ij} + S_{ji} \qquad \text{Eq. 2.14}$$

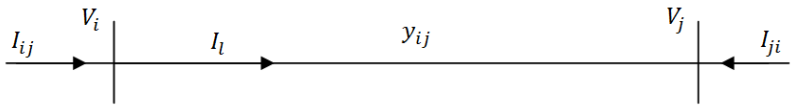


Figure 2.17 : Modèle d'une ligne monophasée en puissances transitées.

La construction de l'algorithme nécessite certaines données d'entrées (Figure 2.18), telles que les valeurs d'impédances des lignes (longueur, résistance r_{ij} et réactance x_{ij}) et des charges (S_i). En basse tension, la capacité des lignes est négligée.

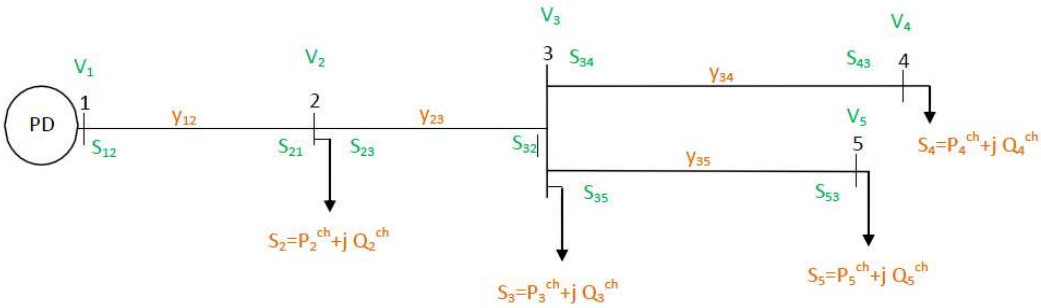


Figure 2.18 : Schéma équivalent d'un réseau BTA.

Les modèles des lignes sont issus du système d'information géographique (SIG) de GEREDIS. Les modèles de charges des clients et des VE/VHR sont respectivement déterminés par le profilage (2.3.2.2.3) et le modèle stochastique proposé en (2.3.2.3.6). En

général, les réseaux de distribution électrique basse tension sont en déséquilibre permanent. Ce déséquilibre est principalement dû à la dissymétrie de charge « présence importante de charges monophasées ». Les courants de ligne asymétrique produisent des chutes de tensions déséquilibrées sur les trois phases du système et provoque des pertes supplémentaires dans le réseau. Etant donné que la position des clients sur les phases est inconnue, et pour des raisons de simplicités, un réseau équilibré sera pris comme hypothèse.

2.3.2.5 Sélection d'un échantillon de réseaux BTA

Compte tenu du nombre important des postes de distribution (PD) du réseau GEREDIS (> 8000), les travaux consistent à définir une méthodologie pour déterminer un échantillon représentatif du réseau BTA permettant de fournir une estimation de la proportion des postes HTA/BTA et des réseaux de distributions impactés par les VE/VHR.

L'échantillon est considéré comme étant représentatif si tous les individus de la population parente ont une probabilité non nulle d'appartenir à l'échantillon et d'être sélectionnés. Le moyen le plus approprié pour obtenir cette représentativité, est de choisir au hasard des individus figurants sur la liste de la population parente. En l'occurrence, la population parente correspond à l'ensemble des réseaux BTA de GEREDIS. A ce propos, deux méthodes sont proposées dans la littérature pour constituer un échantillon [69] : la méthode *empirique* et la méthode *probabiliste*. Dans ce cas, la méthode *probabiliste* sera privilégiée. Par principe d'égalité des chances, elle va permettre à l'ensemble des réseaux BTA de participer à la composition de l'échantillon. Parmi les différentes méthodes d'échantillonnage probabilistes existantes, nous retrouvons : l'échantillonnage aléatoire, systématique, stratifié ou par grappes, etc.[69].

Après une analyse des différentes méthodes, l'échantillonnage stratifié semble le plus adéquat pour l'étude car il est peu probable de choisir un échantillon absurde étant donné la présence proportionnelle de tous les divers sous-groupes composant le réseau global est assurée par principe de stratification.

Ce principe d'échantillonnage vise à découper le réseau global en sous-ensembles appelés strates puis à réaliser un sondage dans chacunes d'elles. Tout d'abord, le réseau est divisé en groupes homogènes. Les critères de répartition sont la gamme de puissance des transformateurs HTA/BTA (Figure 2.19) et la densité des réseaux BTA (Figure 2.20). La lecture de la Figure 2.19 montre que les réseaux de distribution BTA de GEREDIS sont majoritairement alimentés par des transformateurs HTA/BTA de 50, 100, 160 et 250 kVA. Les transformateurs 400 kVA représentent seulement 5 % et le reste (2%) est composé de transformateurs (> 400 kVA) et des transformateurs privés des clients abonnés.

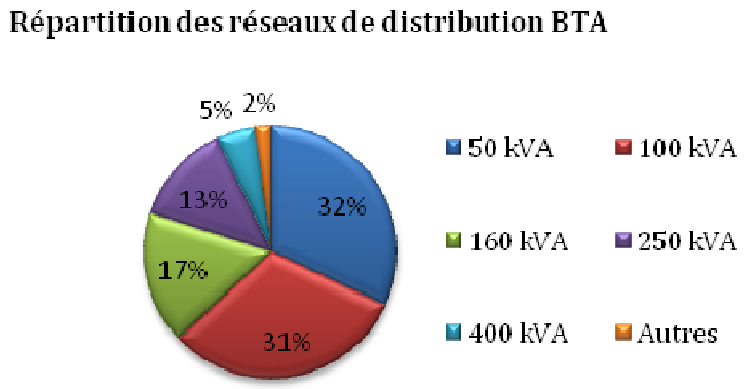


Figure 2.19 : Composition des transformateurs HTA/BTA de GEREDIS.

Ensuite, afin de jauger la densité de ces réseaux, la somme des puissances souscrites des clients sur chaque réseau BTA a été employée comme indicateur de densité. Les différents degrés proposés sont :

- Faible densité : $\sum P_{souscrite} \in [0 ; P_{tranformateur}]$.
- Moyenne densité : $\sum P_{souscrite} \in [P_{tranformateur} ; 2 \times P_{tranformateur}]$.
- Forte densité : $\sum P_{souscrite} \in [2 \times P_{tranformateur} ; 3 \times P_{tranformateur}]$.
- Très forte densité : $\sum P_{souscrite} \in [3 \times P_{tranformateur} ; 4 \times P_{tranformateur}]$.

Finalement, à partir des strates (gamme de puissance) et des sous-strates (densité des réseaux), des échantillons indépendants sont sélectionnés proportionnellement à la taille du réseau étudié. La liste des réseaux BTA sélectionnés pour l'étude est dressée au Tableau 2.4.

D'un point de vue statistique, Il aurait été ainsi judicieux de choisir un échantillon de taille plus grande pour une meilleure représentativité des réseaux BTA de GEREDIS. Cependant vu la difficulté et la complexité pour la modélisation des réseaux, un échantillon de taille égale à 35 est choisi.

Tableau 2.4 : Composition de l'échantillon des réseaux BTA.

Strates	Faible densité	Moyenne densité	Forte densité	Très forte densité
Strate 1 : 50 kVA	8	3	1	0
Strate 2 : 100 kVA	6	4	1	0
Strate 3 : 160 kVA	2	3	1	0
Strate 4 : 250 kVA	1	2	1	0
Strate 5 : 400 kVA	1	1	0	0

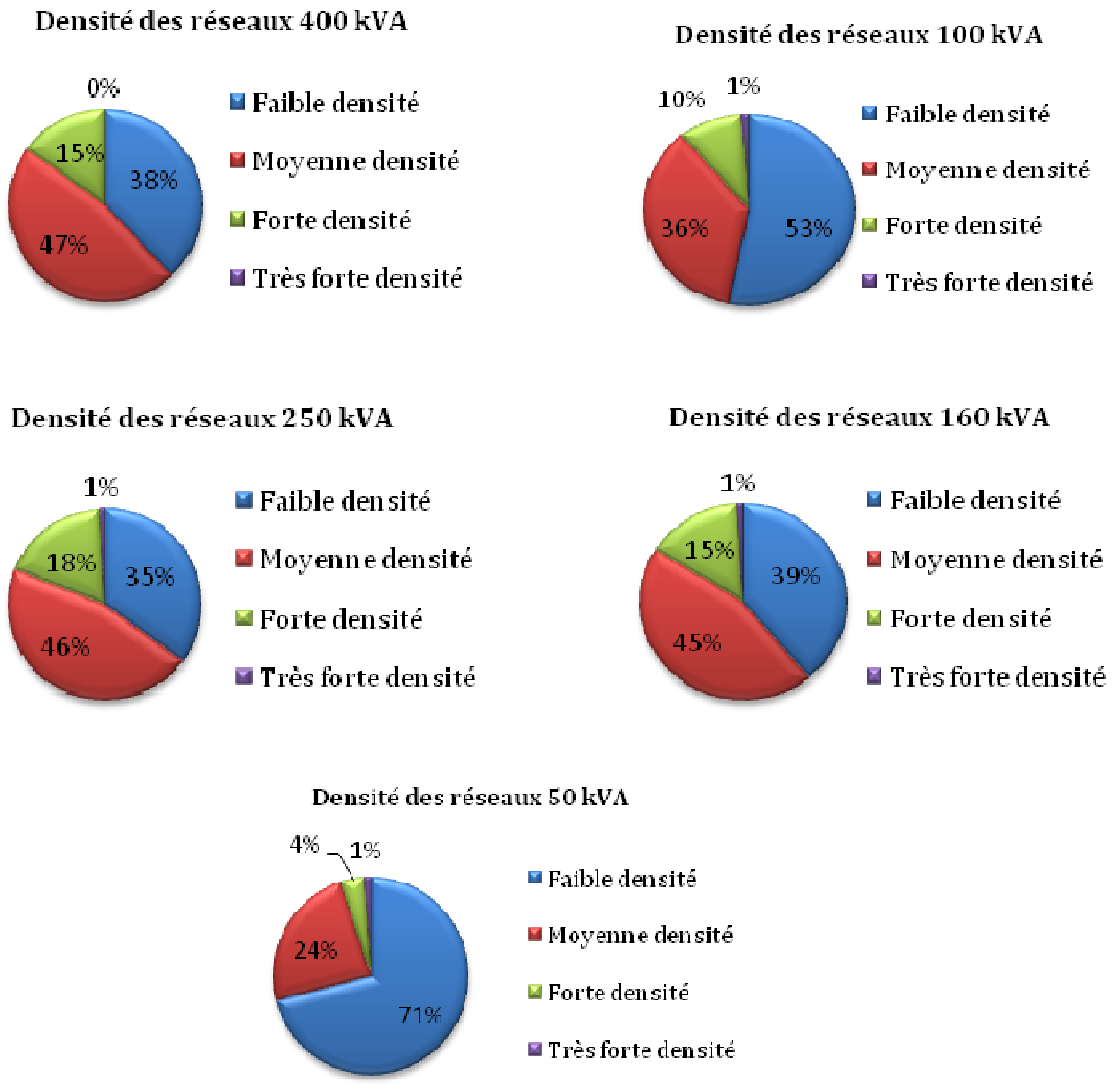


Figure 2.20 : Densité des réseaux BTA.

2.3.2.6 Définition des indicateurs

Les indicateurs d'évaluation de l'échantillon sélectionné concernent la chute de tension au point le plus contraignant (ΔU) et le taux de charge maximal du transformateur (τ). Cependant, un réseau BTA sera considéré comme étant en contrainte si et seulement si l'une des conditions de l'équation [Eq. 2.15] est vérifiée.

$$\begin{cases} \Delta U = 100 \times \left(\frac{\Delta U_{max}}{U_n}\right) > 10\% \\ \tau = \frac{P_{soutirée}}{P_{nominale}} > 1 \end{cases} \quad \text{Eq. 2.15}$$

Avec $P_{soutirée}$ [Eq. 2.16] :

$$P_{soutirée} = CdC_{clients} + P_{VE} + Pertes_{réseaux} + Pertes_{transformateur} \quad \text{Eq. 2.16}$$

- U_n est la tension contractuelle (230 V).
- ΔU_{max} représente la chute tension maximale apparue sur le réseau. Elle est souvent assimilée au point le plus éloigné. Au-delà de 10%, il sera considéré que le plan de tension n'est plus respecté.
- $P_{nominale}$ est la puissance nominale du transformateur (kW).
- La variable $CdC_{clients}$ est définie dans la section (2.3.2.2) et les $Pertes_{réseaux}$ sont issues du calcul de *load flow* (section 2.3.2.4).
- P_{VE} correspond à la puissance consommée par les VE/VHR (kW).
- $Pertes_{transformateur}$ sont composés de deux termes [Eq. 2.17] : les pertes à vide (P_{fer}) et les pertes en charge (P_{cc}). Elles sont principalement liées au modèle du transformateur. Les pertes à vide sont quasi constantes quelle que soit la charge au niveau transformateur, tandis que les pertes en charge sont proportionnelles au carré des courants $(I_{effectif} / I_{nominal})^2$, donc au carré des puissances apparentes $(UI_{soutiré} / UI_{nominal})^2$.

$$Pertes_{\,transformateur} = P_{fer} + P_{cc\,nominal} * \left(\frac{P(t)_{soutirée}}{P_{nominal}}\right)^2 \quad \text{Eq. 2.17}$$

L'évaluation des indicateurs τ et ΔU va donner une indication prépondérante sur les investissements réseaux à effectuer.

2.3.2.7 Résultats de simulation

L'échantillon choisi est modélisé et des simulations sont réalisées sur la base des hypothèses des deux scénarios décrits auparavant. Le premier correspond à un taux de pénétration de 7 % (2020) et le second à 15% (2030). D'autre part, les deux stratégies « PP » et « IT » sont comparées. La stratégie IT est réalisée en considérant la structure des signaux tarifaires actuelle. L'option « 12h30 - 14h30 ; 01h00 - 07h00 » est celle majoritairement utilisée par les clients du fournisseur « SEOLIS » et elle a été retenue comme étant un moyen d'action pour piloter la charge des VE/VHR.

Ensuite, le nombre de VE/VHR intégré à chaque transformateur HTA/BTA est fonction du nombre de client et du taux de pénétration. Une affectation selon le code tarifaire des clients (professionnels ou résidentiels) est effectuée.

Le temps de charge moyen des VE/VHR adopté est de 2 heures avec un écart-type de 30 minutes. Seule la recharge en mode normale est illustrée dans cette étude.

Dans le but de limiter les scénarios de simulation, les utilisateurs sont supposés avoir le même type de véhicule électrique. Finalement, un taux de 2% caractérisant l'augmentation annuelle de la consommation énergétique sans les VE/VHR est aussi retenu. La valeur a été déterminée à partir des bases de données des CdC du GRD. L'extrapolation aux années 2020 et 2030 se fera de manière linéaire. L'intégration de la production décentralisée et notamment celle d'origine photovoltaïque dans la modélisation des réseaux BTA ne sera pas considérée pour deux raisons : la première est liée au manque de données sur les perspectives de raccordement des producteurs photovoltaïques sur les réseaux BTA sélectionnés pour l'étude, puis, la seconde, est due à l'effet transparent générée par celle-ci sur les pointes électriques nocturnes apparaissant en période hivernales.

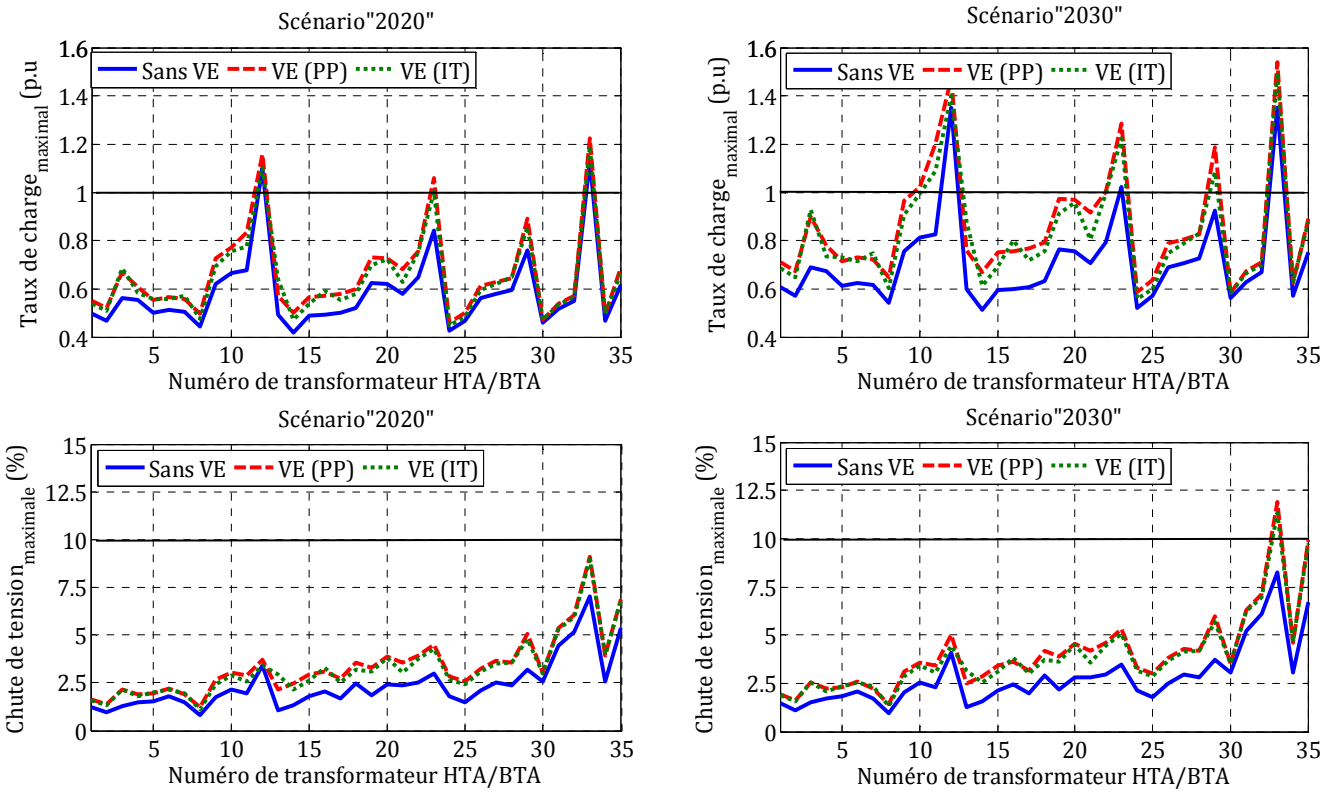


Figure 2.21 : Synthèse des indicateurs « chute de tension maximale et taux de charge maximal ».

Les résultats obtenus à partir des simulations sont exposés à la Figure 2.21. Ils dressent un bilan des indicateurs « chute de tension maximale (ΔU) et taux de charge maximal (τ) » pour les années 2020 et 2030. Les graphiques comparent les différents indicateurs sans VE/VHR puis avec VE/VHR. Au premier abord, il est constaté que le réseau BTA (échantillon) est robuste face à l'intégration des VE/VHR en termes de maintien de plan de tension. Un seul réseau BTA parmi 35 serait en contrainte de chute de tension en 2030. Cependant, il a été démontré que la recharge (PP) impacte significativement les taux de charge des transformateurs. Ce constat prouve qu'une recharge de VE/VHR démunie de gestion coïncide avec la reprise d'activité au domicile ou au travail. A contrario, il a été constaté dans la plupart des cas, la recharge en considérant une incitation tarifaire limite la charge au niveau du réseau BTA comparée au cas PP. Cependant elle n'autorise pas un lissage parfait des pics de puissance puisqu'elle est synchronisée avec l'enclenchement des BECS.

Cette augmentation des taux de charge des transformateurs va accroitre le risque d'un vieillissement accéléré d'une part et d'une dégradation des durées de vie d'autre part, nécessitant des travaux de renforcement supplémentaires. Une synthèse globale de l'impact des VE/VHR sur le réseau BTA en considérant les coûts des investissements et de renforcements est affichée au Tableau 2.5. Le coût moyen estimé pour un investissement dans un réseau BTA est de 60 k€. Il peut correspondre à l'achat, l'installation, la mise en service des transformateurs HTA/BTA et le renforcement des lignes de distribution BTA.

Les résultats illustrés dans le Tableau 2.5 auraient pu être présentés sous formes d'intervalles de confiance avec un seuil de confiance défini. Cependant, la taille de l'échantillon est tellement faible que les intervalles seront étendus et manqueront de précision. Néanmoins, cette première approche va permettre au GRD d'établir une tendance à l'échelle macroscopique des investissements à prévoir pour l'intégration des VE/VHR dans leurs réseaux.

Tableau 2.5 : Estimation des réseaux BTA impactés par les VE/VHR

Scénario	7 % (2020)			15 % (2030)		
	Sans VE	Plug and Play	Incitation Tarifaire	Sans VE	Plug and Play	Incitation Tarifaire
Réseaux BTA en contraintes (échantillon)	2	3	2	3	5	5
Proportion estimée (%) (échantillon)	5,71	8,57	5,71	8,57	14,28	14,28
Réseaux BTA en contraintes (global)	457	686	457	686	1 143	1 143
Coût d'investissement moyen (K€)	27 420	41 160	27 420	41 160	68 580	68 580

En se référant aux chiffres du tableau ci-dessus, les résultats montrent qu'en 2020 et dans le cadre d'une recharge PP, les VE/VHR accroitront le nombre des transformateurs surchargés de 2,85% soit un coût d'investissement moyen supplémentaire approchant les 14 M€. En 2030, ce delta-coût doublera sa valeur et passera à plus de 27 M€. La prise en compte des signaux tarifaires existants comme moyen d'action pour la recharge des VE/VHR accordera des gains financiers de 14 M€ en 2020 et verra ses limites en 2030.

Cela dit, l'insertion des VE/VHR demeure alarmante, étant donné que les coûts moyennés des programmes annuels de renforcement réseaux sont de l'ordre de 5 M€/an.

2.3.3 Impact des VE/VHR sur les réseaux HTA

2.3.3.1 Impact sur les capacités des Postes-Sources

2.3.3.1.1 Eléments

L'ensemble des postes sources (PS) de GEREDIS sont équipés de compteurs permettant d'enregistrer la CdC par point de 10 minutes. Cette courbe représente la différence entre la consommation et la production décentralisée principalement constituée de producteurs éoliens et photovoltaïques. Afin de tenir compte de l'évolution de la consommation et les prévisions de raccordement des producteurs décentralisés en 2020 et 2030, une étude préliminaire a été réalisée.

Pour l'estimation de l'évolution de la consommation, nous nous sommes basés sur le retour d'expériences des dix dernières années, où l'évolution annuelle de la charge a été estimée en moyenne à 2,57% sur l'ensemble des PS. Un taux d'évolution propre à chaque PS a été défini.

Concernant les prévisions de raccordement des producteurs éoliens et photovoltaïques sur le réseau de GEREDIS, ils sont définis à partir des demandes des producteurs reçus par GEREDIS, des prévisions de développement de l'éolien dans la région Poitou-Charentes et du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables [70], [71]. La Figure 2.22 reprend de façon détaillée la puissance supposée être raccordée en éolien et en photovoltaïque sur les réseaux HTA/BTA de GEREDIS.

Les parcs éoliens sont habituellement connectés aux PS à travers des départs HTA dédiés, contrairement aux producteurs photovoltaïques (PV) qui sont étalés sur le réseau BTA. Quelques exceptions subsistent pour des centrales ayant une puissance crête installée supérieure à 250 kVA.

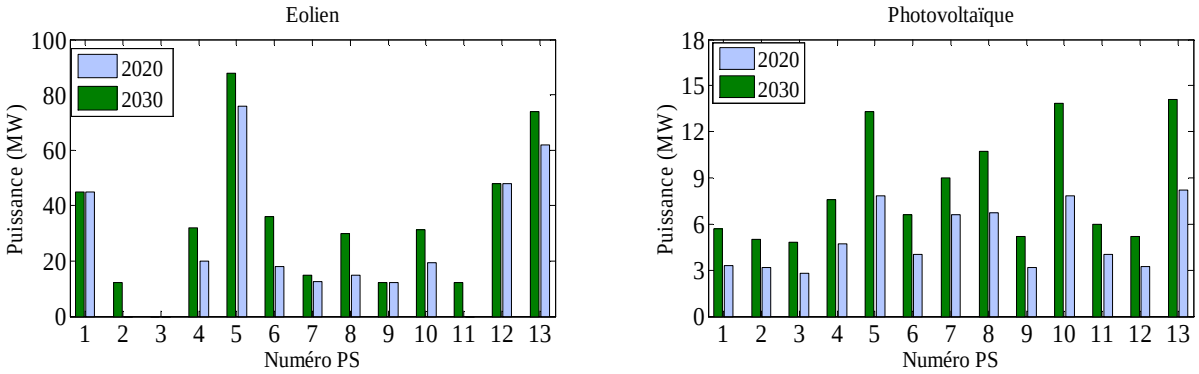


Figure 2.22 : Prévisions de raccordements des producteurs Eoliens et Photovoltaïques.

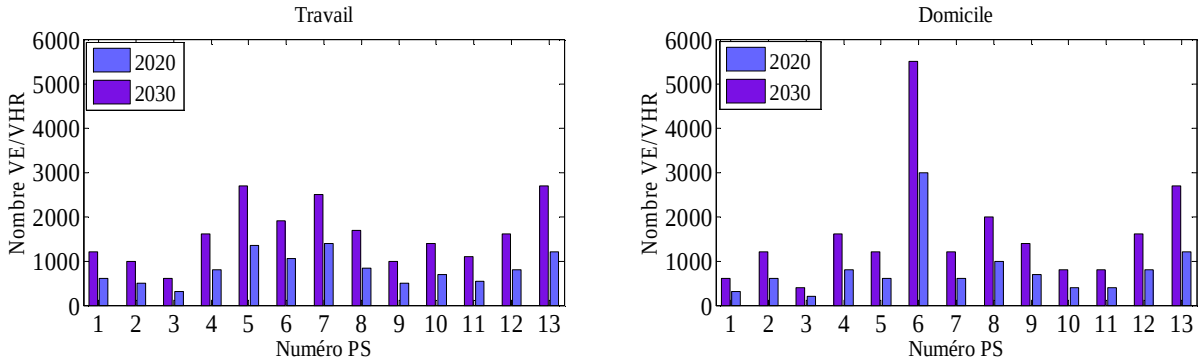


Figure 2.23 : Prévisions de déploiement des prises de recharge des VE/VHR.

Ensuite, à partir des prévisions du déploiement des infrastructures de charge et des VE/VHR, une pré-étude de répartition des prises de recharges en fonction du code tarifaire des clients a été réalisée. Elle concerne l'ensemble des PS sélectionnés pour l'étude. Les résultats issus de cette répartition sont affichés à la Figure 2.23. Ils estiment un déploiement de 10600 VE/VHR en 2020 et 21000 VE/VHR en 2030. Enfin, que cela soit une recharge « PP » ou « IT », les profils de charge des VE/VHR sont dérivés des profils moyens définis en (2.3.2.3.6) ramenés aux nombres de VE/VHR connectés au PS. Encore une fois, seule la recharge normale en 16A-230V est considérée avec un temps moyen de recharge de 2 heures et un écart type de 30 minutes.

2.3.3.1.2 Méthodologie

L'évaluation des capacités des PS en schéma « N-1 », c.-à-d., suite à une perte d'un transformateur HTB/HTA ou d'une ½ rame HTA, consiste à comparer la valeur maximale

de puissance transitée sur le PS à celle déterminée en « N-1 ». La méthode actuellement employée par les GRD, ne prend pas en compte la présence des producteurs décentralisés pour l'élaboration des schémas de planification des travaux de renforcement des PS. Seule la valeur P_{PS_max} de la consommation estimée des clients est retenue. En revanche, dans la présente étude, les deux cas seront évalués.

A ce propos, la modélisation des producteurs photovoltaïques sera basée sur des profils de puissance mesurés en 2012, à l'échelle d'une dizaine de centrales PV déployées dans le département des Deux-Sèvres. Un profil normalisé de chacune des centrales PV a été établi en vue de construire un profil global foisonné. La Figure 2.24 présente en valeurs relatives un exemple de profils foisonnés journaliers (a) et mensuels (b) de la production PV en période hivernale (décembre, janvier et février). Il est constaté que durant les mois de décembre et janvier, la production PV est moins significative que celle du mois de février. Cela est dû en grande partie à la différence de la distribution des durées d'ensoleillements pendant ces trois mois. Pour la suite de l'étude, les profils moyens mensuels seront utilisés. Ce choix d'hypothèse va faciliter la généralisation de la méthodologie sur l'ensemble des PS et des scénarios étudiés, même si le dynamisme de la production PV se retrouve perdu par principe de foisonnement. Le choix des profils en période hivernale a paru logique, partant du principe que la consommation en est souvent plus importante. La Figure 2.25 montre clairement à partir des valeurs relatives de la consommation globale de l'ensemble des PS, la concentration des pics de puissance pendant cette saison, et notamment au mois de février. D'autre part, il en résulte généralement trois pics de puissance : la pointe du soir, de 18h à 20h, la pointe de 12h-14h et enfin celle de 00h-02h. Les deux dernières sont souvent marquées par l'enclenchement des BECS.

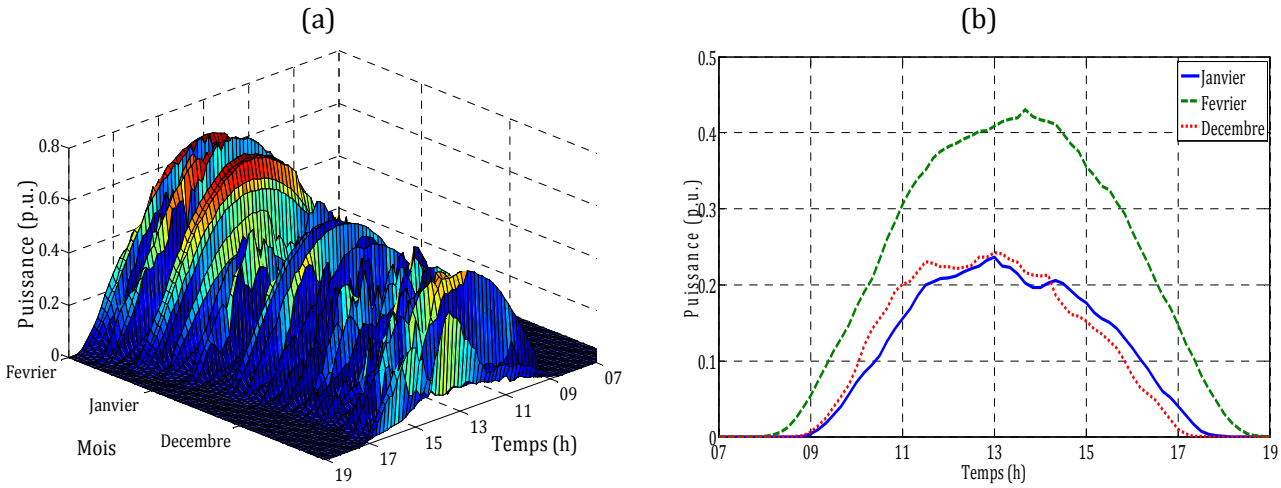


Figure 2.24 : Profils moyens journaliers (a) et mensuels (b) de la production PV durant les mois de décembre, janvier et février.

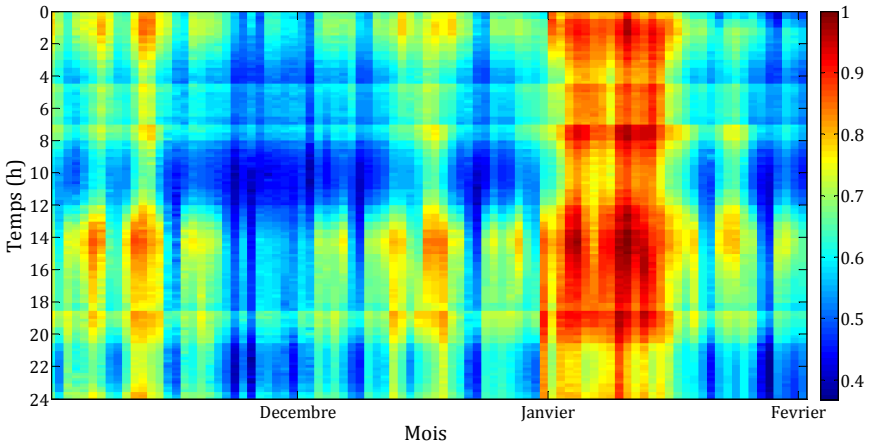


Figure 2.25 : Répartition de la consommation globale sur les mois de décembre, janvier et févier.

Enfin, en ce qui concerne la production éolienne, elle ne sera pas intégrée dans les calculs de simulations. Les données de mesures disponibles affichent un comportement très intermittent et aléatoire, et ne présentant aucun cycle journalier ou caractère saisonnier. Cependant, les données de prévision de déploiement susmentionnées vont permettre de jauger la capacité éolienne nécessaire au moment de la pointe afin de respecter le schéma « N-1 » du PS, sachant que la probabilité d'apparaitre de cette situation demeure très faible.

L'équation [Eq. 2.18] résume le principe de calcul de la valeur de P_{PS_max} en fonction de l'ensemble des éléments retenus.

$$P_{PS\_max}(i) = max\left(P_{consommation}(i) + P_{VE}(i) - k_1 \times P_{PS\_PV}(i) \times f(P_{PV})\right) \qquad \text{Eq. 2.18}$$

Avec :

$P_{consommation}(i)$: la consommation des clients alimentés par le PS *i.*

$P_{VE}(i)$: le profil de puissance du parc VE au PS *i.*

$f(P_{PV})$: le profil moyen de la production PV.

P_{PS_PV} : la capacité nominale du parc PV installé au PS *i*.

k_1 : un coefficient permutant entre 0 et 1, et cela en fonction du scénario considéré (sans ou avec production PV).

2.3.3.1.3 Résultats de simulation

La synthèse des résultats de simulation est présentée en deux tableaux « Tableau 2.6 - Tableau 2.7». Le premier indique les dépassements en puissance des capacités « N-1 » des PS, et cela en l'absence complète de la production PV, puis le second tableau, vient compléter les résultats du premier en lui associant le modèle de production PV.

Dans chacun des tableaux, les stratégies de recharges « PP » et « IT » sont comparées au cas sans VE à l'horizon de 2020 et de 2030. Les résultats obtenus pour le scénario « 2020 - sans VE » montrent tout d'abord que le schéma « N-1 » des PS 7, 10, et 11 ne sera plus conforme à la norme de planification actuelle du GRD. En 2030, ce sont les PS 3 et 9 qui viendront s'ajouter à la liste. En outre, en 2030, même une production éolienne à puissance nominale, les PS 7 ($P_{PS\_éolien}$ = 15 MW) et 11 ($P_{PS\_éolien}$ = 12MW) ne seront plus en mesure de respecter le schéma établi. Ensuite, la prise en compte de la production PV dans les simulations, permet de minimiser le taux de dépassements des capacités « N-1 » des PS sans pour autant les respecter. De plus, l'intégration des VE/VHR ne fera qu'aggraver la situation quelle que soit la stratégie de recharge mise en place.

Tableau 2.6 : Synthèse de l'impact des stratégies de recharge des VE/VHR sur les dépassements des capacités « N-1 » des PS - sans PV.

Scénario	2020			2030		
PS	Sans VE	VE « PP »	VE « IT »	Sans VE	VE « PP »	VE « IT »
1	0	0	0	0	**2,41**	**1,28**
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	**2,51**	**4,24**	**4,51**
4	0	**2,58**	**2,12**	**17,43**	**22,58**	**22,18**
5	0	0	0	0	**8,24**	**8,27**
6	0	0	0	0	0	0
7	**12,22**	**15,96**	**13,43**	**27,32**	**34,00**	**31,21**
8	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	**3,67**	**5,42**	**8,34**
10	**5,10**	**7,16**	**7,66**	**14,00**	**18,00**	**19,14**
11	**18,77**	**18,77**	**20,78**	**36,72**	**36,72**	**40,74**
12	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	**4,28**	**6,27**

Cependant, en comparant l'apport et l'impact des deux stratégies de recharge à l'horizon de 2030, et sans la présence du PV, il en sort que la stratégie recharge « IT » permet d'une part, de réduire le taux de dépassement de la capacité du PS « 7 » et d'autre part, de dégrader ceux des PS 9 et 11. Les pics de puissance générés dans le cas des PS 1, 3, 4, 5 et 10 demeurent semblables dans les deux cas de figures. A titre de comparaison, pour soulever la contrainte sur les PS 4, 9 et 10, il faudrait une puissance de production éolienne supérieure à 50% de leurs capacités nominales respectives (Figure 2.22). En revanche, l'intégration du modèle la production PV dans les simulations, permet de réduire considérablement les pointes mesurées au niveau des PS 4, 5, 7 et 10, et cela dans le cas d'une recharge en mode « IT ». La Figure 2.26 illustre un exemple des courbes de consommation au niveau du PS 10, à l'horizon de 2030, montrant clairement l'apport que pourrait avoir le PV dans la minimisation des pics de puissance lors périodes de recharges

au travail. Au final, à l'horizon de 2030, et hormis les PS touchés par l'évolution de la consommation, ce sont les PS 1, 5 et 13, qui seront significativement impactés par l'insertion des VE.

Tableau 2.7 : Synthèse de l'impact des stratégies de recharge des VE/VHR sur les dépassements des capacités « N-1 » des PS - avec PV.

Scénario	2020			2030		
PS	Sans VE	VE « PP »	VE « IT »	Sans VE	VE « PP »	VE « IT »
1	0	0	0	0	**2,10**	**2,28**
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	**2,51**	**3,93**	**3,99**
4	0	**2,62**	**0,53**	**17,07**	**22,17**	**19,12**
5	0	0	0	0	**6,29**	**3,40**
6	0	0	0	0	0	0
7	**10,96**	**14,70**	**11,79**	**25,60**	**32,30**	**28,24**
8	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	**3,17**	**5,42**	**8,34**
10	**4,43**	**6,73**	**4,59**	**13,04**	**17,35**	**14,51**
11	**17,51**	**18,08**	**19,15**	**35,02**	**36,48**	**38,28**
12	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	**3,92**	**2,62**

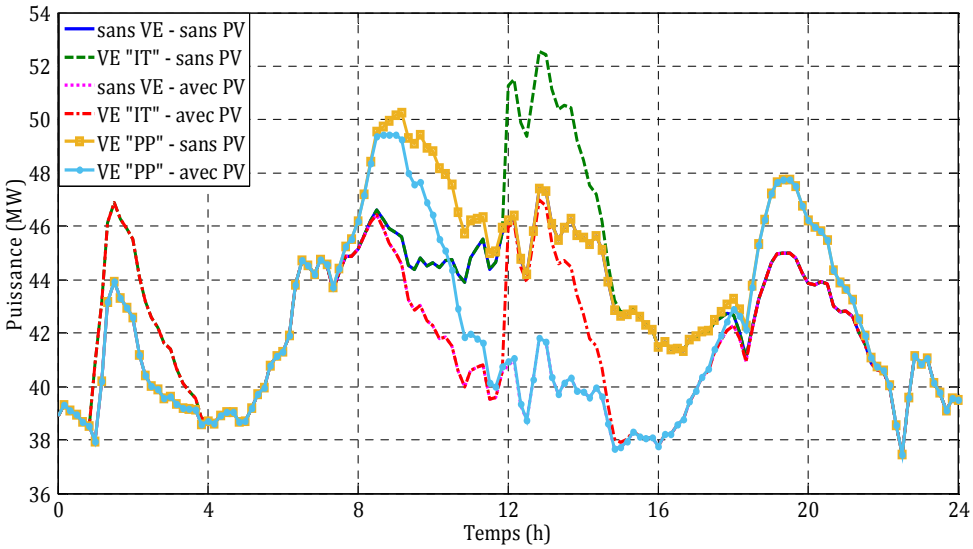


Figure 2.26 : Comparaison des courbes de consommation du PS « 10 » sans puis avec VE, en fonction de la production PV.

L'analyse de ces résultats met en exergue deux choses : l'état critique des schémas « N-1 » de six PS (3, 4, 7, 9, 10 et 11) et la limite des signaux tarifaires actuels pour la

gestion de la charge des VE. Quoi qu'il en soit, à l'horizon de 2030, une solution matérielle est évidente pour lever la contrainte de surcharge sur l'ensemble des PS concernés (6 PS « sans VE » et 9 PS « avec VE »). Cette solution correspond à l'ajout conventionnel ou à la permutation des transformateurs PS ainsi qu'à la mise en place de nouvelles demi-rames HTA. En effet, la réalisation des infrastructures réseaux est longue (construction d'un poste électrique 90kV/20 kV entre 4 à 8 ans) et coûteuse. En l'occurrence, le renforcement des capacités des PS a été chiffré à environ 4 M€, ce qui correspond à plus de 20% des coûts annuels dépensés actuellement par GEREDIS pour le renforcement, renouvèlement et la création des infrastructures HTA en schéma classique.

2.3.3.2 Impact sur les pertes

2.3.3.2.1 Méthodologie

L'estimation des pertes d'énergie dans les réseaux HTA est réalisée à travers un logiciel de planification nommé PRAO, utilisé par les GRD et développé par EDF. Entre autres, ce logiciel sert à déterminer l'état du réseau dans un régime établi. Le calcul de *load flow* peut être effectué que sur un point de fonctionnement. Par conséquent, l'élaboration des profils de pertes est irréalisable. L'idée proposée dans cette étude, consiste à considérer plusieurs points de simulation afin d'identifier la variation des pertes en fonction de la puissance transitée sur les réseaux HTA. A partir des résultats de simulation, un modèle polynomial d'identification est déduit afin d'estimer le volume annuel des pertes joules. A titre d'information, le logiciel PRAO n'intègre pas la modélisation des producteurs éoliens et photovoltaïques, les simulations seront ainsi réalisées seulement sur la base des données de consommation.

2.3.3.2.2 Résultats de simulation

Le modèle d'estimation des pertes dans l'ensemble du réseau HTA est illustré à la Figure 2.27. L'évolution des pertes en fonction de la puissance soutirée peut être approchée par une fonction quadratique où le terme en ax^2 représente la contribution des pertes joules dans le réseau. Le polynôme caractéristique est obtenu par la méthode des moindres carrés. Le Tableau 2.8 dresse une synthèse comparative des pertes totales calculées dans le réseau HTA en fonction des différents scenarios (sans VE, VE « PP » et VE « IT »).

En 2020, le réseau verra une augmentation des pertes de 5% (2 010 MWh) en considérant une recharge « PP » ramenée à 4,7% (1 925 MWh) dans le cadre d'une gestion accomplie par les signaux tarifaires. L'augmentation s'accentuera encore plus en 2030 et

atteindra les 8,0% pour une recharge « PP » contre 7,8% pour une recharge « IT ». La gestion avec les signaux tarifaires accorde un gain énergétique de 85 MWh en 2020 et 150 MWh en 2030, cela correspond respectivement à coût évité de 4,1 k€ et 7,2 k€. Ce calcul financier a été réalisé sur la base des prix d'achat des pertes sur le marché fixés en 2014 à 48 €/MWh.

Tableau 2.8 : Synthèse de l'impact des VE/VHR sur les pertes dans le réseau HTA.

Année	Pertes sans VE (MWh)	Pertes avec VE (PP) (MWh)	Pertes avec VE (IT) (MWh)
2020	40 220	42 230	42 145
2030	64 850	70 050	69 900

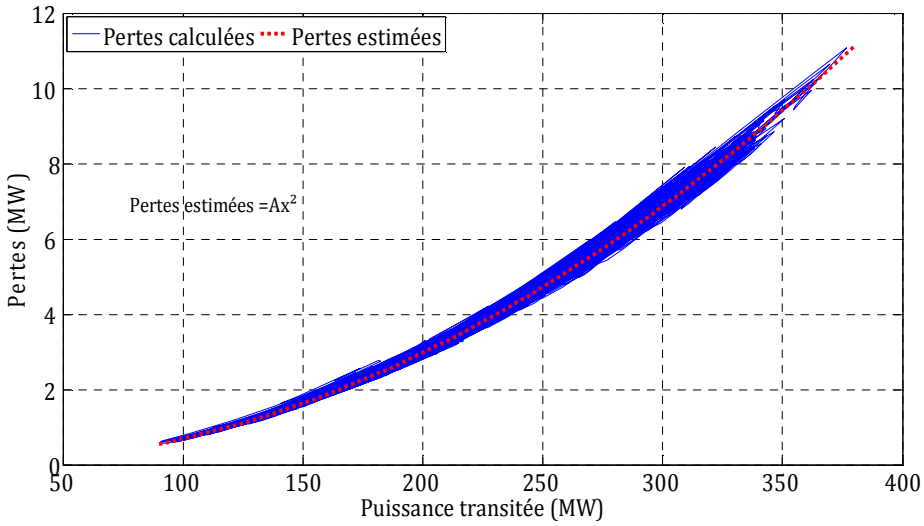


Figure 2.27 : Modèle des pertes dans le réseau HTA.

2.3.3.3 Impact sur les plans de tension

2.3.3.3.1 Méthodologie

La méthodologie d'évaluation de l'impact des stratégies de recharges « PP » et « IT » sur les chutes de tension au niveau des PS, consiste à effectuer un calcul de *load flow* à la valeur P_{PS_max} enregistrée sur chacun des PS. La chute de tension maximale mesurée sur le réseau HTA sera ainsi comparée à la valeur limite réglementaire (5%). Le réglage automatique de tension via les prises de transformateurs HTB/HTA est intégré.

2.3.3.3.2 Résultats de simulation

Les valeurs de chutes de tension maximales mesurées au niveau du réseau HTA, sans puis avec VE, à l'horizon de 2020 et de 2030, sont dressées dans le Tableau 2.9. Quelque soit la stratégie réalisée, l'analyse des résultats évoque une augmentation des chutes tension provoquée par l'insertion des VE. En moyenne, sur l'ensemble des PS, l'accroissement de celles-ci par rapport à la valeur initiale mesurée dans le cas « sans VE/VHR » est estimé à 12% en 2020 et 27% en 2030. Selon les estimations de consommation et de déploiement VE prévues, en 2030, le plan de tension de 8 réseaux HTA ne sera plus respecté. Des travaux de renforcement seront ainsi nécessaires pour soulever cette contrainte. Il est important de souligner, que l'intégration massive des productions décentralisées programmée à l'horizon de 2020 et 2030 pourrait avoir un effet positif quant à la minimisation des chutes de tension calculées dans le cas présent.

Tableau 2.9 : Synthèse de l'impact des VE/VHR sur les chutes de tension HTA.

Scénario	2020			2030		
PS	Sans VE	VE « PP »	VE « IT »	Sans VE	VE « PP »	VE « IT »
1	2,18	2,35	2,38	2,58	3,26	3,25
2	1,74	2,14	2,08	2,09	3,20	3,13
3	3,85	4,42	4,46	4,36	**6,15**	**6,23**
4	1,10	1,5	1,48	1,64	2,81	2,79
5	**5,37**	**5,48**	**5,46**	**6,13**	**7,05**	**7,05**
6	**6,35**	**6,74**	**6,83**	**7,38**	**9,61**	**9,53**
7	**7,25**	**9,5**	**9,01**	**9,17**	**11,29**	**10,82**
8	**5,95**	**6,23**	**6,46**	**6,56**	**7,72**	**8,02**
9	1,30	1,47	1,57	1,59	2,12	2,28
10	4,90	**5,11**	**5,17**	**5,44**	**6,22**	**6,35**
11	4,32	4,45	4,62	**5,15**	**6,11**	**6,46**
12	1,99	2,44	2,38	2,62	3,91	3,86
13	3,71	4,01	3,85	4,49	**5,78**	**5,94**

2.4 Conclusions du deuxième chapitre

Le chapitre a fait l'objet de développement de méthodologies d'évaluation de l'impact technico-économique des VE/VHR sur les réseaux de distribution des Deux-Sèvres. Dans un premier temps, l'étude portée sur l'impact des VE/VHR sur les réseaux de distribution BTA a mis en évidence que le réseau BTA est robuste face à l'intégration des VE/VHR en termes de maintien de plan de tension. En revanche, elle a démontré que la recharge « PP » impacte significativement les taux de charge des transformateurs. En outre,

la recharge via une incitation tarifaire a affiché également ses limites en matière de lissage de charge compte tenu de sa synchronisation avec les BECS. Finalement, il est ressorti de cette étude, que le déploiement des VE/VHR à grande échelle entrainerait une majoration des investissements sur le réseau de distribution BTA quantifiée à plus de 27 M€ en 2030, soit 5 fois plus de ce que dépense actuellement GEREDIS en matière d'investissement BTA. Ces chiffres, expriment des tendances et demeurent à titre indicatif puisqu'ils découlent des hypothèses liées aux taux de pénétration, aux durées de recharge, aux instants de connexion ainsi qu'à la taille de l'échantillon étudiée.

Ensuite, la deuxième phase de cette étude a conclu que les capacités de certains PS en considérant le schéma « N-1 » comme indicateur, et le scénario « sans VE » ne seront plus respectées en 2020. L'intégration des VE/VHR ne fait que dégrader la situation en augmentant les pics de puissance ainsi que les taux de dépassement. Cette tendance va s'aggraver encore plus en 2030 et va conduire à des besoins d'investissement supplémentaires avoisinant les 4 M€, soit un écart de plus 20% par rapport aux investissements conventionnels. Sur le plan des pertes d'énergie, les VE/VHR vont engendrer respectivement en 2020 et en 2030 une augmentation de 5% et 8%. La stratégie de recharge « IT » n'accorde qu'une faible minimisation des taux de pertes (≤ 0,3%). De même, les chutes de tension sur les réseaux HTA verront une augmentation graduelle sur l'ensemble des réseaux. Au final, ce sont 8 PS au lieu de 6, qui seront en contrainte de tension. Pareillement, ces conclusions sont relatives aux prévisions d'évolution de la consommation et de déploiement des VE/VHR.

Cependant, pour favoriser l'intégration des VE/VHR dans les réseaux de distribution, il est nécessaire d'imaginer des solutions de pilotage la charge des VE/VHR. Les GRD doivent repenser leurs manières de gérer le réseau en devenant des acteurs actifs de l'équilibre production-consommation locale. Pour ce faire, les GRD ont besoin de trouver de nouveaux moyens de flexibilité. L'un des moyens le plus largement envisagé aujourd'hui est d'agir sur la demande, c.-à-d. les charges pilotables. A cet égard, le chapitre suivant fera l'objet d'un état de l'art, introduisant tout d'abord la notion du « Smart Grid », le projet VERDI, les projets connexes et évoquant en second temps une synthèse des différentes méthodes et applications de gestion de la charge des VE/VHR.

Chapitre 3. Analyse des services de la gestion de la demande des véhicules électriques dans un système électrique intelligent

3.1 Introduction du troisième chapitre

Afin de faciliter l'intégration des VE et de la PDe, les GRD doivent repenser leurs manières de gérer le réseau en devenant des acteurs actifs de l'équilibre production-consommation locale. Pour ce faire, les GRD ont besoin de trouver de nouveaux moyens de flexibilité. L'un des moyens le plus largement envisagé aujourd'hui est d'agir sur la demande. Actuellement, déjà au travers des incitations tarifaires Heures Pleines/ Heures Creuses, les GRD influent sur les courbes de charges des utilisateurs. Cependant, avec les enjeux énergétiques actuels, ce mécanisme est susceptible de mettre en péril la sécurité, la fiabilité et le bon fonctionnement du réseau (Chapitre 2). Par conséquent, l'évolution vers un pilotage plus fin et intelligent serait indispensable pour résoudre des contraintes locales du réseau et retarder voire empêcher des renforcements réseaux. Dans un premier temps, avant d'aborder les différents services potentiels du pilotage de charge au sein du réseau électrique, les principes du « réseau intelligent » et ses divers verrous technologiques et comportementaux sont introduits. Par la suite, les ambitions du projet VERDI et notamment les travaux de thèse seront explicités et positionnés par rapport à d'autres projets connexes. En dernière partie, ce chapitre dresse une analyse puis une synthèse des services offerts par le pilotage de charges aux différents acteurs du système électrique. La démarche adoptée identifiera dans chacun des cas, l'acteur concerné et les pistes de valorisation potentielles. Cette analyse va permettre de distinguer les services pertinents en vue d'études plus détaillées.

3.2 Le Smart Grid

3.2.1 Définition

Les mutations énergétiques subies par le système électrique actuel ont poussé les décideurs à privilégier une modernisation plutôt qu'un renforcement massif et coûteux des réseaux. Il s'agit donc d'introduire de l'intelligence dans le système électrique afin de permettre à l'ensemble des acteurs (producteurs, gestionnaires, fournisseurs et consommateurs) d'interagir avec une grande flexibilité pour maintenir une fourniture

d'électricité efficace, durable, économique et sécurisée. C'est le concept du « smart grid ».

La substance des architectures des « smart grids » sera marquée par des nouvelles technologies de gestion des réseaux (comptage communicant, stockage de l'électricité, modèles de marché, charges contrôlables, etc.) ainsi que des systèmes d'information et de communication qui permettront aux réseaux, tout particulièrement de distribution, de s'adapter aux nouveaux enjeux énergétiques. Les réseaux seront ainsi pilotés de manière plus flexible et active pour une meilleure gestion des contraintes liées à l'intégration massive de production décentralisée et l'apparition des nouveaux usages de l'électricité tels que le véhicule électrique. Ces contraintes feront évoluer le système actuel vers un système où l'ajustement de la production-consommation se fera davantage par la demande, faisant ainsi du consommateur un véritable acteur dans la maitrise de la demande [21], [72].

3.2.2 Les verrous technologiques

La convergence entre les réseaux électriques et les technologies de l'information et des télécommunications est primordiale pour donner plus de flexibilité aux réseaux de distribution. Les réseaux équipés d'un comptage communicant et d'une architecture de communication adaptée, seront ainsi plus communicants et il sera possible de connaitre les profils de consommation plus finement ainsi que la capacité d'accueil du réseau. L'association de ces systèmes de communication et d'information à des équipements de contrôle-commande permettra de faciliter l'intégration des EnR, du véhicule électrique et de favoriser le pilotage par les gestionnaires de réseau. Cependant, l'infrastructure de comptage avancé comporte évidemment ses défis. Des problèmes pourraient découler de l'utilisation de systèmes fermés et exclusifs qui pourraient être incompatibles avec les normes et protocoles de communication courants et avec d'autres technologies [73]. En outre, d'autres systèmes de surveillance, de régulation, de détection des défaillances ainsi que des moyens de protection devront s'ajouter pour faciliter le processus de gestion du réseau. Leur intégration provoquera un éventuel flux de données confrontant les gestionnaires à un véritable défi de traitement d'informations. La mise au point de nouvelles applications logicielles dédiées à la production d'information concrète est donc nécessaire [73], [74]. Les données collectées peuvent correspondre à :

- la production d'EnR ;
- l'état de charge des postes sources, répartitions et de distribution ;
- la présence et le besoin des VE/VHR ;
- la consommation des clients raccordés aux réseaux de distribution ;
- les offres du GRT (Production/Effacement) ;
- le prix du marché en temps réel, etc.

Elles permettront ainsi l'exécution de certaines opérations telles que :

- un délestage large ou fin ;
- une incitation tarifaire pour mieux consommer ;
- une interversion de la recharge des VE/VHR avec d'autres charges pilotables ou déplaçables ;
- une optimisation de l'utilisation d'EnR ;
- une régulation de la capacité de recharge des bornes sur les voiries ou les parkings, etc.

Enfin, et contrairement aux réseaux classiques, la technologie d'information accrue que nécessite le réseau intelligent peut, le rendre plus vulnérable aux cyber-attaques et, de ce fait, menacer de façon très réelle sa stabilité [73].

3.2.3 Les verrous comportementaux

La transition vers les réseaux intelligents est en grande partie corrélée à l'évolution comportementale des clients. Les consommateurs (résidentiels, tertiaires et industriels) ne seront plus passifs et deviendront des acteurs à part entière du système électrique. Cependant, l'évolution espérée et attendue de leurs rôles sur la maîtrise active et efficace des consommations ne sera ni homogène, ni immédiate mais se fera de manière progressive. Ils devront être informés et consultés afin de les sensibiliser sur l'impact de leurs choix sur l'environnement [72]. De plus, afin de mobiliser le potentiel de ce gisement « effacement diffus », une analyse détaillée de leurs motivations au regard de la maîtrise de la demande et la proposition de mécanismes incitatifs seront nécessaires pour favoriser leur changement comportementale [74].

3.2.4 Les Smart Grids en France et dans le Monde

La thématique des « smart grids » a été identifiée par de nombreux pays comme une priorité importante dans leurs axes de recherche. Aux Etats-Unis, la sureté du système électrique, l'augmentation de la consommation et la difficulté croissante à construire de nouvelles lignes de transport sont à l'origine des travaux concernant les réseaux intelligents. Leur développement a été stimulé par les 4,5 milliards de dollars alloués à la modernisation des réseaux par l'American Recovery and Reinvestement Act (ARRA) de l'administration Obama. Cette somme permet d'assurer le cofinancement de quelques 130 projets d'un montant total de près de 10 Milliards de dollars [75].

En Asie, la Corée, le Japon et la Chine envisagent des développements de réseaux intelligents, dans leur acceptation large, à l'échelon national. L'Australie, l'Inde et

l'Indonésie semblent plutôt s'orienter vers l'amélioration de l'efficacité des réseaux existants au travers des programmes de taille plus limitée [76].

En Europe les initiatives se sont centrées principalement sur l'intégration des sources des EnR dans le mix de production, tout en s'attachant à accroître l'implication des utilisateurs finaux, au travers la gestion de la demande et le déploiement d'infrastructure de comptage communicant. En 2005, une plateforme technologique des « smart grids » a été mise en place sous l'égide de la Commission Européenne, regroupant les principaux acteurs (électricien, régulateurs, constructeurs de matériels, fournisseur de solutions informatiques, universitaire …). L'objectif était de faire émerger une vision commune et de mettre en place un agenda stratégique de recherche permettant d'articuler les programmes de recherche européens. Ci-dessous quelques projets significatifs :

- *FENIX (Européen)* [77] a comme objectif de préparer et faciliter l'intégration des EnR dans les réseaux de distribution et contribuer à rendre le système électrique européen plus sûr, plus efficace (technologiquement et économiquement) et plus écologique.
- *ADDRESS (Européen*) [78] propose de fournir un cadre commercial et technique détaillé pour le développement d'une «demande active».
- *Cell Controler (Danemark)* [79] coordonne l'ensemble des actifs du système électrique danois (production décentralisée, production centralisée et les charges) afin d'optimiser la gestion de son réseau.
- *EDISON (Danemark)* [80] développe une infrastructure intelligente, nécessaire à l'adoption à grande échelle de VE fonctionnant grâce à des EnR. L'Etat danois prévoit que, dans quelques années, un dixième de la flotte de véhicules danois sera électrique ou hybride grâce à l'introduction commerciale et aux plans d'investissements.

En France, le smart grid fait partie d'un des thèmes du grand emprunt 2010, visant notamment à satisfaire les engagements de la grenelle 2 à travers le développement des réseaux intelligents et son impact sur le grand public. L'ambition étant également de créer une filière française compétitive dans la thématique des smart grids. Les VE/VHR et l'infrastructure de charge associée font l'objet de plusieurs programmes de recherche visant notamment à étudier le comportement des usagers, les services associables aux infrastructures de recharge et l'interaction des VE/VHR sur les réseaux. Le Tableau 3.1 dresse un état des lieux non exhaustif des projets français intégrant les thématiques liées à la gestion de la demande et l'insertion des VE/VHR.

Tableau 3.1 : Projets Smart Grids en France.

Projet de recherche	Acteurs Principaux	Objectifs
KLEBER [81]	EDF, Electricité de Strasbourg, Toyota.	Démontrer l'intérêt du véhicule hybride rechargeable, étudier les comportements et les pratiques des utilisateurs, valider l'adéquation entre l'autonomie, les trajets effectués et les modes de recharge. Démonstrateur : déploiement de 150 points de recharge et 80 VHR à Strasbourg.
SAVE [81]	EDF, Renault, Schneider Electric, EPAMSA, Total.	Valider les choix techniques (infrastructures, véhicules électriques, systèmes d'information), confirmer le bilan CO_2 du véhicule électrique et expérimenter des modèles d'affaires pour des clients particuliers et professionnels : 100 VE ont été mis à disposition ainsi que l'infrastructure de charge associée (Yvelines).
VERT [81]	Renault, EDF, Schneider Electric.	Tester dans un milieu insulaire, des VE associés à des infrastructures de charge alimentées par des générateurs photovoltaïques non connectés au réseau (Ile de la Réunion).
Smart Grid Vendée [82]	ERDF, RTE, Alstom, Cofly INEO, etc.	Le projet vise à tester via un démonstrateur, les nouveaux concepts d'optimisation du fonctionnement des réseaux de distribution. Les solutions proposées et déployées doivent permettre une meilleure insertion des EnR, une politique efficace de la maitrise de la demande ainsi qu'une qualité de fourniture d'électricité excellente. Un modèle d'affaires a été aussi proposé.
GreenLys [83]	ERDF, GDF Suez, GEG, Schneider Electric, INPG, etc.	A l'aide d'un démonstrateur à échelle réelle déployé dans les villes de Grenoble et Lyon, les solutions suivantes ont été testées : -L'auto-cicatrisation des réseaux de distribution à l'aide des systèmes automatisés intelligents. -Le potentiel d'accueil des réseaux électriques des EnR et des VE/VHR. -La contribution à la maîtrise d'énergie et à la réduction de la facture des consommateurs par le développement de télé services.
SOGRID [84]	ERDF, ADEME, Nexans, Landis Gyr, G2ELAB, etc.	Développer un système global de communication permettant aux différents équipements du réseau HTA/BTA (protections, compteurs, sources de productions, etc.) de communiquer entre eux.
PREMIO [85]	RTE, EDF, ERDF, Orange, 17 PME, etc.	Assurer l'autonomie énergétique et estimer l'impact d'une architecture de gestion dynamique de la charge à l'échelle communale. Démonstrateur localisé sur une commune - Environ 21000 kW de puissance effaçable (Région PACA).

3.3 Le positionnement du projet VERDI et des travaux de la thèse

VERDI reste complémentaire à l'ensemble des projets susmentionnés et a pour ambition de fournir un système de communication basé sur une architecture de communication filaire et sans fil permettant d'offrir de nombreux services à disposition des acteurs du système électrique, aux utilisateurs des véhicules électriques mais également aux exploitants des infrastructures de recharges électriques.

Les travaux de thèse fourniront un éventail de services aux différents acteurs de systèmes électriques tels que le lissage des puissances transportées par le réseau et la valorisation des offres d'effacements sur le marché de l'énergie. A cet égard, des stratégies de supervision multi-objectifs seront proposées. Leurs objectifs est d'allouer des capacités d'effacement afin d'optimiser simultanément la péréquation financière et les capacités d'accueil du réseau de distribution.

Par ailleurs, à travers des scénarios prospectifs, les travaux viseront à évaluer l'apport d'une infrastructure intelligente de recharge en termes d'émissions de CO_2 et de valorisation de la consommation locale de la production décentralisée. Ensuite, une tâche dédiée à l'évaluation technico-économique des solutions développées sera proposée. Cela, va consister à déterminer un plan d'affaires des futurs réseaux de distribution.

Enfin, les développements théoriques réalisés seront couplés à des essais expérimentaux par la mise en place d'un banc d'essai sur la plate-forme « Energies Réparties » disponible à l'Ecole Arts et Métiers ParisTech (AMPT). Cette dernière sera constituée de points de charges de VE, d'un système de comptage communicant et d'un simulateur temps réel permettant de simuler le comportement d'un réseau de distribution. L'objectif consiste à valider sur une échelle réduite, les stratégies de supervision développées et de la chaîne complète de communication. L'utilisation du concept de la simulation hybride offrira la possibilité d'interfacer les bornes de recharge de véhicule électrique, des systèmes de comptage intelligent et les systèmes d'informations associés avec un réseau de distribution plus ou moins puissant. Ces essais vont permettre d'une part, de démontrer la faisabilité technique des solutions envisagées et d'autre part d'affiner les modèles économiques.

La Figure 3.1 illustre un aperçu de l'architecture technique déployée dans le cadre du projet ainsi que les installations à mettre en place :

- Infrastructure électrique qui est composée de bornes de recharge « semi-rapide » dans le domaine public, de point de charge « domicile-travail » et de système de pilotage de charge.
- Infrastructure de communication permettant d'envoyer des ordres aux différents points de charge.
- Un système de supervision permettant de gérer les interactions entre les différents sous-systèmes mis en commun.

Chapitre 3. Analyse des services de la gestion de la demande des véhicules électriques dans un système électrique intelligent

Les défis à relever seront de faire converger une infrastructure de communication avec une infrastructure électrique intégrant un système de supervision pouvant garantir et mutualiser les différents services envisagés.

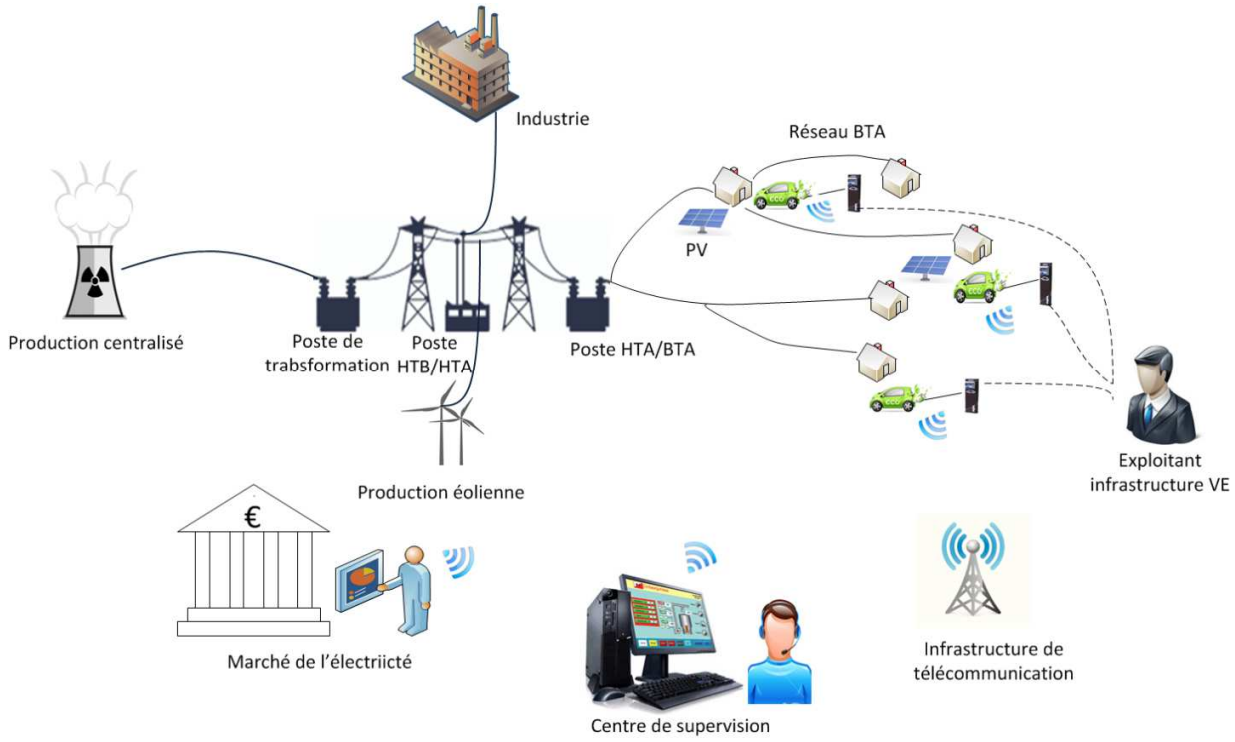


Figure 3.1 : Architecture technique proposée dans le projet VERDI.

3.4 Contribution du pilotage de charge à la fourniture de services au réseau électrique

3.4.1 Introduction

Cette partie introduit tout d'abord les notions et les principes du pilotage de charge. Par la suite, un état de l'art expose les méthodologies développées dans la littérature pour la gestion de la demande (chauffage, BECS, climatisation électrique, VE/VHR). Ensuite, à travers cet état de l'art, un panel de services orientés réseaux et marché sont présentés de façon à comprendre leurs rôles et leurs intérêts pour une utilisation au sein d'une infrastructure de réseau dite « intelligente ». Ces services sont destinés à différents acteurs du réseau, qui peuvent être des Clients, des GRD, des GRT, des Fournisseurs d'énergie, ou encore des Exploitants de bornes de recharges.

3.4.2 La notion du pilotage de charge

Le pilotage de charge concerne la capacité d'un utilisateur ou d'un opérateur à agir sur la demande d'électricité à un moment donné suite à des appels tarifaires ou sécuritaires. La modification de l'appel de charge électrique dans le temps peut être gérée de plusieurs manières, soit par [86], [87] (Figure 3.2) :

- un effacement de la charge visant une économie de l'énergie consommée et une diminution de la puissance appelée,
- un déplacement de la charge dans le temps ayant pour but de limiter les pics de puissances et de maintenir le même volume de l'énergie consommée,
- une augmentation de la charge provoquant une augmentation de la puissance appelée.

Figure 3.2 : Effets des actions du pilotage de charge sur la courbe de consommation.

Seulement toutes les charges du réseau ne peuvent pas être contrôlées de la même manière et certaines ont plus de facilités ou d'intérêts à être pilotées que d'autres. Elles sont caractérisées et classées selon différents critères tels que le taux d'utilisation, la puissance de fonctionnement, etc. Une classification multicritères des charges s'avère essentielle pour la mise en place de programmes de pilotage de charges. Cette dernière doit tenir compte de [87], [88] :

- le secteur visé (résidentiel, commercial, agricole, industriel, etc.),
- l'aptitude des charges à être pilotées,
- la puissance des charges,
- le type de charge,
- la façon de piloter les charges (en tout ou rien, ou de manière progressive),
- la dynamique de pilotage,
- la marge de temps autorisée pour le pilotage.

Une analyse approfondie permettra de définir les besoins en modélisation suivant les charges et les applications de pilotage visées (réseaux ou marché). Les travaux de [87], [88] proposent une synthèse plus détaillée de la classification des charges par pilotabilité et par secteurs.

3.4.3 Les services systèmes

3.4.3.1 Lissage des pointes, aspect matériel - GRD (SRD1)

En générale, en cas de dépassement de la capacité admissible d'un ouvrage (poste source, poste de distribution, ligne, etc.), le GRD opte pour une solution conventionnelle qui consiste à renforcer les équipements existants (remplacement ou changement de transformateurs, ajout des départs et des lignes électriques, etc.). En raison de la standardisation des matériels, la littérature souligne que l'incrément de capacité réalisé est souvent très supérieur aux besoins à court terme, ce qui conduit à une sous-exploitation et un surinvestissement des nouveaux ouvrages [1].

Cependant, un contrôle direct des charges basé sur l'effacement ou le report de charge présente une alternative efficace pour limiter les surcharges dans les réseaux électriques. Les travaux de recherche menés par [88] ont prouvé que la gestion préventive de la consommation du chauffage électrique d'une agrégation de maisons permet de minimiser le taux de charge d'un départ HTA de 13 %, soit un écrêtage de 1 MW. Pour ce faire, l'auteur a imaginé une action à distance sur la commande des thermostats des chauffages électriques en considérant le confort des consommateurs comme contrainte. Par ailleurs, dans un programme de *Demande Side Management (DSM)*, [89] a présenté un contrôle intelligent basé sur une planification optimale des besoins énergétiques des BECS. L'algorithme d'optimisation développé a été testé sur une agrégation de 200 maisons équipées de compteurs communicants et a affiché une baisse de la pointe du soir de 150 kW sans compromettre le confort et la satisfaction des clients.

D'autre part, l'étude présentée dans [57], sur les VE, a confirmé qu'une répartition optimale de la charge des VE dans le temps, permet de lisser les pics de puissance et ainsi de respecter les capacités admissibles des ouvrages électriques. La stratégie proposée a été évaluée sur des réseaux de distribution réels à caractère rurale et urbain et a prouvé qu'en cas d'une insertion massive des VE, des économies estimées entre 10% et 40% pourraient être réalisées sur des investissements réseaux (postes sources (HTB/HTA), postes de distribution (HTA/BTA) ainsi que les lignes HTB, HTA et BTA).

En conclusion, la bibliographie signe qu'un pilotage des charges initié par un acteur de maitrise de la demande constitue une solution alternative, permettant de retarder et de diminuer les coûts des investissements.

3.4.3.2 Réglage de la tension - GRD (SRD2)

Le maintien du niveau de la tension fournie aux clients est impératif pour assurer une meilleure alimentation et un bon fonctionnement des équipements. Les transits de

puissance sur les lignes et les câbles engendrent des chutes ou des élévations de tension, qui parfois dépassent les limites admissibles et provoquent un dysfonctionnement au niveau des appareils électriques. Dans ce cadre, le pilotage de la charge est susceptible d'être utilisé comme un nouveau moyen de réglage de la tension dans les réseaux de distribution par l'intermédiaire d'une baisse ou d'une augmentation de la puissance active absorbée. Ainsi, [90], [91] ont démontré dans leurs travaux, que le contrôle de la charge des VE/VHR contribue au soutien local du plan de tension. L'algorithme proposé par [90] pour le contrôle temps réel de la charge des VE a été testé sur un réseau de distribution HTA type, et les résultats de simulation ont prouvé qu'une bonne coordination de la charge permet de maintenir les plans de tension dans les limites admissibles. Pour relater l'avantage de ce service, un échantillon de résultats est exposé à la Figure 3.3. Les résultats retracent les profils de tension à différents points critiques du réseau pour différents taux de pénétration et en comparant le cas avec et sans algorithme de gestion.

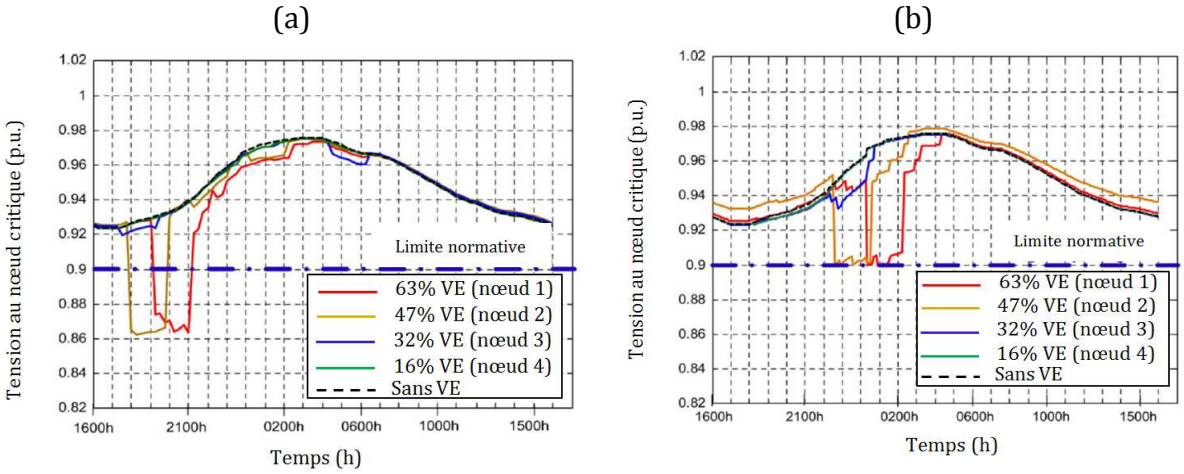


Figure 3.3 : Comparaison des profils de tension sans (a) et avec contrôle (b) à différents points critiques [90].

3.4.3.3 Réduction des pertes en ligne - GRD (SRD3)

Les pertes d'énergie dans les réseaux électriques et dans les réseaux de distribution en particulier, représentent pour les GRD un enjeu important, et elles se divisent en deux catégories :

- Les pertes non techniques provenant de la consommation d'énergie non enregistrée. Leurs causes peuvent être multiples : fraudes, erreurs de comptage/profilage, etc.
- Les pertes techniques dues à la résistance électrique des infrastructures du réseau (transformateurs, lignes, câbles, etc.) qui se traduisent par des pertes thermiques proportionnelles au carré du courant qui les traverse.

Actuellement, l'exploitation des réseaux de distribution n'inclut pas de méthode active de minimisation de pertes Joules, qui sont toutefois intégrées dans les processus de planification. Cependant, la littérature souligne [1], [92] que la production distribuée peut impacter favorablement les pertes en ligne dans le cas où le producteur n'est pas raccordé sur des départs dédiés : cas des petits producteurs photovoltaïque (dizaine de kW) par exemple. Par contre, un accroissement de la consommation lié à un déploiement massif du VE/VHR, entraînera un fort appel de puissance et de ce fait une augmentation des pertes Joules dans les conducteurs et les transformateurs [53], [90], [93]. A cet effet, un moyen pour le distributeur de limiter ses pertes serait de lisser les pointes de consommation. L'étude menée par [93] a proposé une solution pour minimiser les pertes engendrées par les VE dans le réseau. L'algorithme proposé considère la technologie *V2G (Vehicle-to-Grid : Gestion bidirectionnelle de la charge des VE*). L'optimisation du processus charge-décharge du VE permet de lisser parfaitement la courbe de charge et par conséquent de réduire les pertes. Les résultats présentés à la Figure 3.4 relatent l'effet de cette gestion optimale sur les pertes totales du réseau étudié.

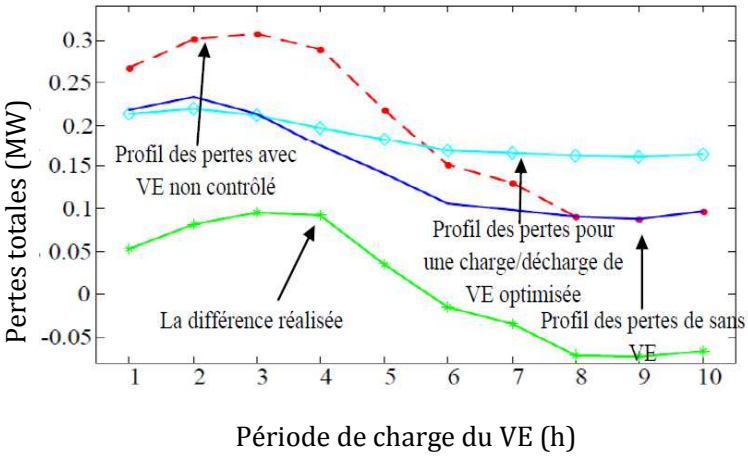


Figure 3.4 : Les pertes avec une charge non contrôlée et une charge optimale [93].

3.4.3.4 Optimisation des coûts d'acheminement d'énergie - GRD (SRD4)

Les GRD sont des utilisateurs du réseau public de transport, ils règlent à RTE une facture d'acheminement d'énergie fixée par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) [5]. Ce tarif est fixé sur proposition de la CRE par le gouvernement. Il correspond aux dépenses de construction, d'exploitation, de gestion et d'entretien des réseaux. Il doit permettre selon la loi du *10 février 2000; décret n°2001-365 du 26 avril 2001*, de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux, y compris les coûts résultants de l'exécution des missions et contrats de service public [9]. Le calcul de la

tarification de la part acheminement s'appuie sur plusieurs composantes annuelles de : gestion (CG), comptage (CC), injections (CI) / soutirages (CS), dépassements de puissance souscrite (CMDPS), alimentations complémentaires et de secours (CACS), etc. Pour un distributeur, la minimisation du coût annuel de sa facture revient à agir sur la composante de soutirage d'énergie. Elle est composée d'une prime d'abonnement annuelle, d'un coût de soutirage de l'énergie et des coûts de pénalités liés aux dépassements de la puissance souscrite. Selon, le domaine de tension auquel le poste source est raccordé, la formulation mathématique et les coefficients associés aux différentes variables de la fonction coût diffèrent. Les différentes représentations mathématiques des composantes de la fonction coût sont exposées dans le Tableau 3.2.

Tableau 3.2 : Formules de la facture d'acheminement.

Domaine de tension	Prime d'abonnement	Coût annuel de soutirage de l'énergie	Coût mensuel des dépassements de puissance souscrite
HTB 3	$a_2 \times P_{sc}$	$b \times \left(\frac{E}{D.P_{sc}}\right)^c$	$\alpha \times \sqrt{\sum \Delta P^2}$
HTB 2	$a_2 \times \left(P_{sc_1} + \sum_{i=2}^{n} k_i \times \left(P_{sc_i} - P_{sc_{i-1}}\right)\right)$	$\sum_{i=1}^{n} d_i \times E$	$\sum_{i=1}^{12} \alpha \times k_i \times \sqrt{\sum \Delta P^2}$
HTB 1	$a_2 \times \left(P_{sc_1} + \sum_{i=2}^{n} k_i \times \left(P_{sc_i} - P_{sc_{i-1}}\right)\right)$	$\sum_{i=1}^{n} d_i \times E$	$\sum_{i=1}^{12} \alpha \times k_i \times \sqrt{\sum \Delta P^2}$

Avec :

P_{sc} : La puissance souscrite au niveau du poste source (kW).

P_{sc_i} : La puissance souscrite pour la période horaire *i.*

ΔP : Les dépassements de la puissance souscrite calculés par période d'intégration de 10 minutes (kW).

E : L'énergie active soutirée (kWh) pendant une durée (D) en heure.

L'ensemble des coefficients a_2, b, c, k_i, d_i et α employés pour les différents domaines de tension sont issues des formules et des barèmes définies dans [5]. Contrairement aux coefficients constants utilisés pour le HTB 3, les coefficients du HTB 1 et du HTB 2 sont à caractère horo-saisonnier.

Dans un contexte futur où les VE feront leur apparition dans les réseaux de distribution, les GRD craignent la répercussion de l'augmentation de la puissance soutirée sur leur facture énergétique. Pour illustrer cette problématique, la Figure 3.5 relate l'effet des VE sur les courbes de charges d'un poste source. L'arrivée des VE sur les lieux de travail ou à domicile coïncide respectivement avec la reprise d'activité dans le secteur

professionnel et résidentiel, ce qui engendre un accroissement des pics de puissance, et par conséquent, des dépassements importants de la puissance souscrite. D'autre part, l'apparition de cette charge pendant les périodes de pointes coïncident majoritairement avec la classe temporelle la plus chère du tarif de soutirage. Finalement, tous ces effets vont impacter négativement la facture énergétique du GRD. De ce fait, il est évident que la gestion de la charge s'avère nécessaire pour minimiser les dépassements pendant les phases critiques de la journée et d'éviter la recharge pendant les périodes coûteuses. De plus, la puissance éolienne produite localement et non consommée (refoulée au réseau HTB) pourra constituer un avantage pour la recharge des VE/VHR. Elle permettra ainsi d'augmenter de façon indirecte la capacité de transfert des lignes et de réduire le coût de l'acheminement du distributeur.

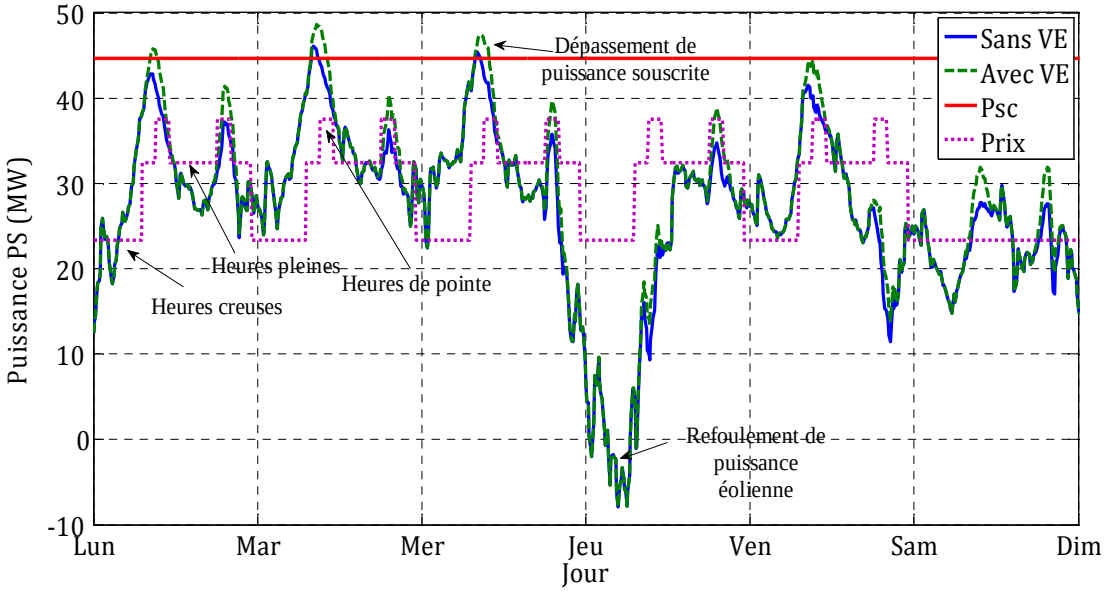


Figure 3.5 : Illustration des dépassements de la puissance souscrite / puissance éolienne non consommée.

3.4.3.5 Diminution de la facture énergétique - Client (SCL)

Aujourd'hui, les clients peuvent souscrire à des programmes orientés marché de l'énergie, dans lesquelles ils répondront à des appels tarifaires pour des effacements ou des décalages de consommation pendant les moments opportuns (pics de prix et/ou de consommation), en contrepartie les clients recevront des compensations financières. Par le même fait, ils peuvent décider de consommer l'énergie lorsqu'elle est moins chère, en vue de réduire leur facture énergétique en la payant à un prix plus avantageux. Ainsi, comme l'a

démontré [94] dans son étude, l'optimisation des périodes de recharge des VE en supposant la connaissance a priori du tarif du marché offre une recharge à un coût plus avantageux. De même, [39] a confirmé qu'une gestion intelligente de la charge des VE en utilisant la technologie V2G permettra la minimisation de la facture énergétique d'un logement. Comme hypothèses de travail, il a été considéré une structure dynamique du tarif et un prix de vente de l'électricité injectée par le VE au réseau supérieur au tarif d'achat facturé à l'utilisateur. En outre, [95] a présenté dans son article une approche reflétant les intérêts et les bénéfices que pourrait générer un agrégateur aux utilisateurs de VE. Ces derniers devront accepter à titre contractuel la participation au réglage primaire de la fréquence. Les rémunérations proposées vont contribuer au financement des coûts de l'énergie consommée par les VE et à la réduction des coûts de remplacement des batteries.

3.4.3.6 Optimisation des coûts d'achats d'énergie - Fournisseur (SFO)

Depuis l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, les fournisseurs historiques proposent à leurs clients des contrats de fournitures à tarif réglementé ou au prix du marché. Pour les clients n'ayant pas exercé leur éligibilité, les fournisseurs bénéficient du tarif de cession « réglementé » d'EDF, si non, les fournisseurs sont libres de s'approvisionner sur le marché et revendent au prix du marché.

En cas d'achat au tarif de cession, le fournisseur va devoir optimiser l'achat de son énergie en incitant ses clients à diminuer ou à décaler leur consommation afin de réduire les achats en heures de pointes et d'obtenir des tarifs plus avantageux. D'autre part, en situation d'achat sur le marché, le fournisseur consultera d'abord le marché de l'énergie, ensuite, il enverra des appels tarifaires à ses clients pour devoir consommer plus d'énergie quand celle-ci est moins chère, en même temps le fournisseur fera ses achats d'énergie pendant ces périodes, ainsi, les achats pendant les périodes de pointes seront moins importants. De plus, le fournisseur pourra proposer à ses clients de nouveaux types de contrat pour les encourager à participer au pilotage de charge et devenir ainsi acteur sur le marché.

3.4.3.7 Délestage plus fin - GRT (SRT1)

Lorsque les moyens d'équilibrage de la production à la consommation arrivent en butée, RTE engage une démarche de dernier recours qui consiste à délester volontairement les clients finaux [96]. Cette action, a pour but de limiter très rapidement le niveau de consommation débitée sur le réseau, afin d'éviter toute de chute de fréquence ou d'effondrement de tension. Dans les deux cas de figures, l'instabilité du réseau conduit la

production raccordée à se déconnecter, ce qui entraîne une coupure totale ou partielle de la zone géographique alimentée.

Le délestage de charge dans le système électrique français actuel s'effectue par départ HTA depuis les postes sources de façon plus ou moins automatique. La participation active des charges au sein du réseau devrait permettre la mise en place d'un système de pilotage précis, ponctuel, local et mieux adapté, qui constituera un atout pour l'évolution des plans de délestages classiques vers des plans plus fins, où les charges seront traitées individuellement, et de manière temporaire.

3.4.3.8 Participation au mécanisme d'ajustement - GRT (SRT2)

Le GRT (Gestionnaire de Réseau de Transport) est responsable de la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en temps réel. Pour ce faire, il anticipe les éventuels risques de tension sur l'approvisionnement, bien avant le temps réel, et en informe les acteurs du marché. Les moyens dont dispose le GRT pour répondre à l'insuffisance d'offre au regard de la demande sur le système électrique sont d' activer par ordre de priorité décroissant : offres exceptionnelles du mécanisme d'ajustement, augmentation très rapide (voire surcharge temporaire) de la puissance produite par certains groupes de production (à combustible fossile et hydraulique), baisse de tension, et, en tout dernier lieu, des délestages de la consommation [5], [9].

Une solution que pourrait offrir un responsable d'équilibre au GRT, est la gestion de la demande au sein du réseau de distribution par un système de pilotage de charge. Cette approche, offre une alternative au paradigme traditionnel dans le marché de l'électricité, où l'équilibre offre-demande est réalisé uniquement par la régulation des générateurs dispatchés (Producteur centralisé). Ce service consiste à la suppression d'un ensemble de charges connectées au réseau HTA/BTA afin de retrouver l'équilibre offre-demande et par la même occasion, soulager une ligne de transport chargée par l'alimentation des consommateurs. L'appel et la rémunération de ce service est réalisé via le mécanisme d'ajustement selon les besoins de RTE [9].

3.4.3.9 Participation au réglage de la fréquence - GRT (SRT3)

Le réglage de la fréquence dans les réseaux de transport est indispensable pour la sécurité et la conduite du réseau. Actuellement, ce service ne concerne que l'opérateur du réseau de transport et il est réalisé à travers des groupes de production classiques. Le caractère centralisé du réglage de la fréquence peut être amené à une décentralisation suite au développement des systèmes de pilotage de charges. Néanmoins, la participation des charges doit intervenir en complément du réglage primaire de fréquence des générateurs,

et ne doit occasionner aucune perturbation supplémentaire liée à la quantité de charges délestées. La littérature souligne qu'une approche temps réel de délestage des chauffages électriques permettrait de soutenir le système en cas d'écroulement de la fréquence et d'éviter une sollicitation en régime dynamique des groupes de production [88]. De même, [97] a démontré par ses recherches qu'une gestion active de la charge des VE/VHR apporterait un appui indéniable à la stabilité en fréquence du système électrique britannique. Les travaux se sont positionnés à l'horizon de 2020 (27 GW Eolien / 1,8 millions de VE/VHR) et ont simulé la perte de la plus grande centrale de production (1,8 GW) sur la stabilité de la fréquence du réseau. Pour illustrer cet évènement, une représentation graphique est proposée à la Figure 3.6. Elle compare le profil de la fréquence résultant pour différent scénarios : aucune déconnexion de VE/VHR et en délestant 10% et 20% du parc VE/VHR. Il apparait sur la Figure 3.6 que la dynamique de restauration du système est plus rapide avec la déconnexion d'une proportion de 20% du parc VE comparé à 10 % seulement. La participation complémentaire de l'éolien a aussi démontré son apport au redressement de la chute de fréquence.

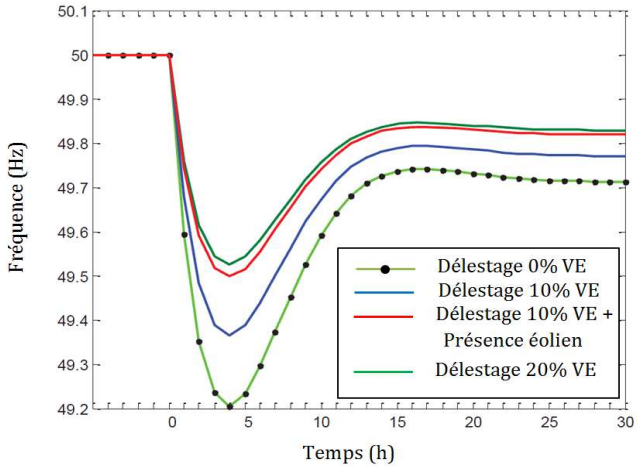


Figure 3.6 : Participation des VE au soutien de la fréquence.

Et enfin, en août 2014, pour la première fois en France, un consommateur industriel a modulé sa consommation pour fournir une réserve primaire de 2 MW (l'équivalent de 600 VE) au réseau de transport électrique. La possibilité d'ajuster sa consommation en temps réel pour répondre aux écarts de fréquence lui a permis de disposer d'une nouvelle opportunité de revenu.

3.4.3.10 Favorisation de l'insertion de la PDe (SPDe)

Les conditions de rachat de l'électricité fixées par le gouvernement ont été un élément décisif dans le déploiement massif de la production décentralisée et en particulier celle d'origine renouvelable (photovoltaïque, éolienne, cogénération…). En revanche, leur caractère intermittent les amène en cas de surproduction, à un effacement et par conséquent une partie de productible se trouve perdue par « contrat d'engagement avec le GRD ». Par conséquent, pour valoriser le surplus effacé et faire de l'éolien une source de production plus stables et fiables, [98] a proposé une approche utilisant les VE et leur technologie V2G comme moyens de compensations des fluctuations de la puissance générée par la source éolienne. Le principe consiste à stocker l'énergie que le producteur efface en cas de forts régimes de vent et de la restituer ultérieurement. La Figure 3.7 montre l'apport d'un parc de VE pour la stabilisation de la puissance générée par une ferme éolienne de 12 MW. A titre indicatif, l'étude a considéré une flotte de 375 VE avec une capacité de stockage globale de 11,4 MWh pour le maintien de la puissance générée.

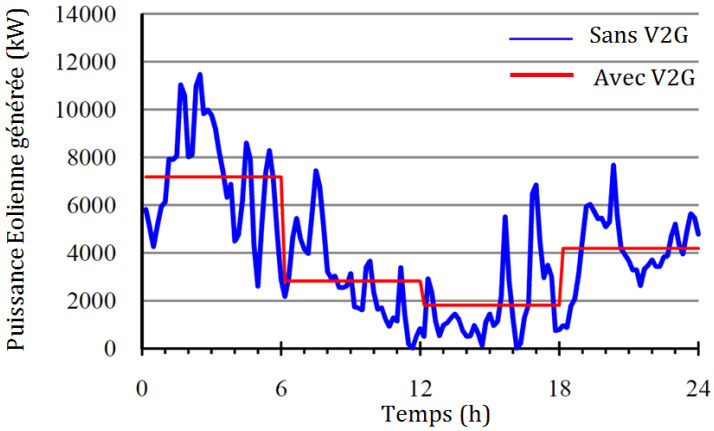


Figure 3.7 : Comparaison des profils de puissance d'un parc éolien avec et sans V2G.

Dans le même contexte, [99] a démontré par ses travaux que le déploiement des VE en Chine en 2020, constituera un potentiel remarquable en matière d'absorption de l'énergie éolienne excédentaire produite pendant la nuit (les périodes de faible consommation). Les VE apporteront leur soutien pour favoriser la pénétration de la production éolienne à l'échelle nationale et permettra pareillement de réduire les coûts des nouveaux investissements des sources classiques et le taux des émissions du dioxyde de carbone.

3.4.3.11 Optimisation économique du fonctionnement des systèmes de production centralisés (SPC)

Les producteurs centralisés sont des acteurs principaux connectés au réseau de transport. La mutation des réseaux de distribution aura un impact positif sur le fonctionnement des producteurs centralisés. La production dispersée et le pilotage de charges pourront amener des solutions sur les plans de production, ainsi que sur les investissements à mener dans les grandes centrales puissances. De façon générale, la gestion de la charge peut contribuer à l'optimisation du fonctionnement du parc de production conventionnel par la réduction des sollicitations rapides, qui sont généralement responsables d'émissions de CO_2 et de fatigue mécanique. Un système de pilotage de charges (VE/VHR ou conventionnelles), apportera un gain économique via la substitution des combustibles chers par des moyens moins coûteux [100], [101], et éventuellement non émettrices de CO_2 puisqu'ils ne comportent aucune conversion d'énergie.

3.4.4 Analyse des services potentiels pour la gestion de la charge des VE/VHR

Un bilan des différents potentiels et applications de la gestion de la charge des VE/VHR susmentionnés est repris dans le Tableau 3.3. Il expose pour chaque service, sa nature, l'acteur concerné et les pistes de valorisation envisageables.

Il est important de souligner que l'entrée en jeu de la gestion de la charge des VE/VHR au sein du système électrique constitue un fournisseur de services pour tout acteur portant un intérêt pour la maitrise de la demande au sein d'un périmètre défini. En raison de coûts élevés qu'exigerait un déploiement d'une infrastructure intelligente de recharge de VE/VHR, il est donc indispensable de rechercher des moyens afin de maximiser les profits et les bénéfices générés par cette nouvelle architecture. Ainsi, sur la base des éléments exposés dans le Tableau 3.3, une construction d'offres de services cohérentes pour la gestion de la charge des VE/VHR a été envisagée en considérant simultanément les avis du GRD et du fournisseur d'énergie électrique. Ceux-ci ont permis de ressortir les axes prioritaires d'étude qui se démarquent principalement par leurs bénéfices économiques tout en gardant un œil sur les intérêts techniques et les aspects environnementaux

Partant de la matrice des services mise à disposition, une réflexion sera portée sur une sélection de services considérés comme principaux et qui seront retenus pour la suite des travaux présentés dans ce manuscrit. Ces derniers vont permettre de définir les scénarios et les cas d'étude pertinents faisant l'objet d'une validation expérimentale. Ainsi, les services apparaissant comme prometteurs sont :

- SRD4 - Optimisation des coûts d'acheminement d'énergie.
- SFO - Optimisation des achats d'énergie.
- SRT2- Participation au mécanisme d'ajustement.

A partir de là, il sera plus simple d'étudier les possibilités de mutualisation des services retenus afin d'établir un modèle d'affaires identifiant l'éventuel acteur porteur de l'entité « pilotage de la charge des VE/VHR ».

D'autre part, une évaluation de l'interaction-conflit des services retenus avec d'autres services à potentiel technique SRD1/SRD2 est considérée comme indispensable du point de vue GRD.

Tableau 3.3 : Bilan des services de gestion la charge des VE/VHR dans les réseaux de distribution.

Acteur	Service	Principales pistes de valorisations
GRD	SRD1 - Lissage des pointes, aspect matériel	Report d'investissement et réduction des coûts de renforcement.
GRD	SRD2 - Réglage de tension	Report d'investissement et réduction des coûts de renforcement.
GRD	SRD3 - Réduction des pertes	Coûts d'acheminement évités.
GRD	SRD4 - Optimisation des coûts d'acheminement	Réduction des coûts d'acheminement. Maximisation de la consommation locale de la PDe.
GRT	SRT1 - Délestage plus fin	Eviter le délestage d'un départ HTA entier. Assurer l'équilibre offre/demande.
GRT	SRT2 - Participation au MA	Rémunération selon le mécanisme d'ajustement.
GRT	SRT3 - Contribution au réglage de fréquence	Rémunération par le GRT selon le contrat établi avec le GRD.
Fournisseur	SFO - Optimisation des coûts d'achat d'énergie	Réduction des coûts d'approvisionnement.
Client	SCL - Diminution de la facture énergétique	Réduction de la part abonnement « Puissance Souscrite » de la facture.
Producteur décentralisé	SPD - Favorisation de l'insertion des PDe	Valorisation du productible perdu en surproduction.
Producteur centralisé	SPC - Optimisation économique du parc de production.	Réduction des coûts de fonctionnement et des émissions CO_2.

Ensuite, afin d'affiner l'analyse des offres de services effectivement envisageables par une architecture intelligente de gestion de la charge, le Tableau 3.4 expose de façon approximative les puissances, les temps d'effacement/report, les temps de réponse, la fréquence d'utilisation ainsi que l'échelle géographique ou le périmètre d'action.

Comme il est mentionné dans le tableau ci-dessous, la réalisation des services requiert pour la majorité d'entre eux une agrégation de centaines ou de milliers de VE/VHR. L'exploitation de l'effacement diffus exigera forcément un déploiement des systèmes de communication et des équipements pour la transmission des ordres d'effacement/report de charges. Les temps d'effacement varieront ainsi en fonction des besoins et des contraintes de chaque service. Par ailleurs, certains services tels que le SRD3, SRD4 et SFO solliciteront

de façon continue les utilisateurs ou les agrégateurs VE/VHR tandis que d'autres (SRD1, SRT1, SRT2) devront rester ponctuels voire exceptionnels. D'un point de vue localisation, les services comme SFO, SRD1 et SRD3 auront une action à large spectre, c.-à-d. l'ensemble des VE/VHR connecté au réseau contribueront à la maximisation de la valeur du service.

Tableau 3.4 : Caractéristiques techniques des services.

Service	Puissance/ Nombre VE/VHR	Temps d'effacement	Temps de réponse	Fréquence d'utilisation	Echelle géographique
SRD1	100 kW (30 VE) à 1 MW (300 VE)	10 minutes à 2 heures	Minutes	Exceptionnelle	Réseau BTA/HTA, postes (HTB/HTA), (HTA/BTA)
SRD2	10 kW (5 VE) à 1 MW (300 VE)	10 minutes à 2 heures	Minutes	Ponctuelle	Réseau BTA et HTA
SRD3	10 kW (5 VE) à 1 MW (300 VE)	Quelques heures	Minutes	Journalière/ continue	Réseau BTA/HTA, postes (HTB/HTA), (HTA/BTA)
SRD4	1 MW (300 VE) à qq MW (3000 VE)	10 minutes à 10 heures	Minutes	Journalière/ continue	Postes sources
SRT1	100 kW (30 VE) à 1 MW (500 VE)	10 minutes à qq heures	Minutes	Ponctuelle	Départ HTA
SRT2	10 MW minimum (3000 VE)	30 minutes à qq heures	Minutes	Ponctuelle	Poste Source, départ HTA
SRT3	1 MW minimum (300 VE)	Qq minutes à 1 heure	Secondes	Exceptionnelle	Poste Source, départ HTA
SFO1	1 MW (300 VE) à qq 10 MW (>5000 VE)	10 minutes à 10 heures	Minutes	Journalière/ continue	Département- ensemble de postes sources
SCL1	Qq kW (1 VE) à qq 100 kW (100 VE)	1h à 10 heures	Minutes	Journalière/ continue	Réseau BTA, réseau HTA
SPD1	Qq 100 kW (100 VE) à 10 MW (3000 VE)	Quelques heures	Minutes	Continue	Poste source, départ HTA
SPC1	1 MW minimum (300 VE)	Variable	Variable	variable	Poste source

3.5 Conclusions du troisième chapitre

L'objectif principal de la synthèse des services exposée plus haut, était d'apporter des éclairages sur le potentiel et les opportunités du pilotage de charge (VE/VHR, chauffage, BEC) dans les réseaux de distribution. Les services présentés tiennent compte des actuelles et futures évolutions techniques, économiques et règlementaires qui affecteront le système électrique. Les applications et les valeurs du pilotage de charge proposées dans la littérature sont venues à l'appui de la définition du « Réseau Intelligent » et sa faculté de fournir des services à chacune des parties prenantes. Au final, une dizaine d'applications a

été abordée avec, dans chaque cas, une réflexion concernant le contexte et les mécanismes de valorisation. Par conséquent, il a été nécessaire d'apporter une réflexion plus large à la valeur du pilotage de charge pour différents acteurs en associant un maximum de services pour rentabiliser l'investissement et l'exploitation de l'infrastructure à déployer.

Pour le GRD, les principales utilisations du pilotage de charge des VE/VHR vont jouer un rôle clé dans la phase de planification pour la maitrise des investissements (lissage des transits de pointe et réglage local de la tension). D'autres services complémentaires ont été identifiés, comme la réduction des pertes réseaux et l'optimisation des coûts d'acheminement d'énergie. Par ailleurs, d'autres applications ont émergé notamment pour le GRT, concernant la contribution au réglage de la fréquence pour le maintien de la stabilité du réseau, l'évolution des plans de délestage et finalement la participation au mécanisme d'ajustement pour soulager les lignes électriques en cas de congestion. D'autre part, cet état de l'art a permis de souligner l'apport du pilotage de charge dans la minimisation de la facture énergétique des consommateurs et des fournisseurs d'énergie, que cela soit pour des produits achetés sur le marché ou à tarifs réglementés. Pareillement, les PDe pourront bénéficier des opérations du pilotage de charge des VE/VHR qui stimuleront leur développement à grande échelle et octroieront une meilleure valorisation du productible. Et enfin, pour le producteur centralisé, l'application du pilotage de charge constituera un atout pour l'optimisation du fonctionnement du parc de production conventionnel par la réduction des sollicitations rapides souvent responsables de fatigue mécanique.

Dans l'ensemble, ce chapitre a donné l'occasion de souligner le potentiel du pilotage de charge en matière de fourniture de services. La définition de nouveaux mécanismes de rémunération lorsque plusieurs acteurs seront engagés est primordiale.

Dans la suite des travaux, une attention particulière est portée aux services : SRD4, SFO1 et SRT2 dont les principaux objectifs sont de :

- garantir les capacités du réseau électrique à satisfaire les besoins liés au VE,
- optimiser les ressources du GRD et du fournisseur,
- proposer des volumes d'effacement dans le cadre du mécanisme d'ajustement.

En effet, ce choix s'est distingué par une analyse des différents services potentiels permettant une application porteuse d'une valeur élevée pour contribuer à rentabiliser l'infrastructure déployée dans le cadre du projet VERDI. A travers la mise en œuvre d'une méthodologie de développement d'un système de supervision, les services seront évalués de façon individuelle dans un premier temps puis mutualisés afin de garantir et maximiser les profits.

Chapitre 4. Développement méthodologique des stratégies de supervision des charges de VE - Approche technico-économique

4.1 Introduction du quatrième chapitre

Les travaux exposés dans ce chapitre s'attachent au développement des stratégies de supervision « temps réel-instantanées » des charges de VE en vue de maximiser les fonctions objectif des services systèmes retenus au chapitre 3 (SRD4/SFO/SRT2). En premier lieu, afin de définir la méthodologie de développement de ces stratégies, un état de l'art des méthodes d'optimisation explicites et implicites est illustré.

Ensuite, à partir d'une synthèse comparative élaborée, une méthodologie générique de construction optimisée de superviseurs à base de règles floues et booléennes est présentée. Les sections 3 et 4 vont servir à des cas d'application pour les services SRD4 et SFO. Pour chacune d'elle, la problématique et l'architecture du système étudié seront rappelées. Ensuite, des indicateurs de performance d'ordre économique, énergétique et environnemental seront évalués sur la base des stratégies développées.

En revanche, l'étude menée dans le cadre du service SRT2 porte sur l'estimation en J-1 pour le jour J des effacements de la consommation VE. Celle-ci, n'obéit pas à la méthodologie de développement des stratégies de supervision temps réel. En l'occurrence, un algorithme de planification des charges VE pour répondre aux offres d'effacements du mécanisme d'ajustement est proposé.

Partant du principe que les systèmes de supervision élaborés dans les sections 3 et 4 fournissent une référence de plan de charge pour un parc constitué de milliers de VE, la cinquième section aborde le principe d'individualisation des consignes de charge pour chaque VE. Dans cette même section, l'interaction entre les consignes de charge VE et l'architecture du système de communication proposée dans le cadre du projet est analysée sur la base du volume de données à envoyer et des coûts de communication associés. Des retards appliqués aux consignes de la supervision seront ainsi simulés et évalués.

Enfin, les services SRD4/SFO/SRT2 feront l'objet d'une étude de mutualisation des profits et les résultats obtenus seront par la suite utilisés pour une étude de rentabilité technico-économique.

4.2 Etat de l'art des algorithmes de gestion énergétique

4.2.1 Introduction

D'une manière générale, tout système électrique constitué d'un ensemble de sources d'énergie nécessite une stratégie de commande afin de mieux en contrôler les flux de puissances. Aujourd'hui, le développement des stratégies intelligentes fait l'objet de plusieurs sujets de recherche, à la fois dans les réseaux électriques terrestres, mais aussi dans d'autres types d'applications, à savoir :

- la gestion des puissances au sein d'un véhicule hybride afin d'optimiser la contribution des différentes sources embarquées et de minimiser la consommation du carburant [102], [103],
- le contrôle de la tension et la gestion du système de stockage dans des réseaux embarqués en aéronautique [104],
- le pilotage des flux de production dans des systèmes industriels complexes en vue d'assurer un maximum de productivité au moindre coût [105],
- la gestion de la consommation énergétique des composants électroniques pour des applications téléphones et PC portables [106],
- et enfin, la définition des trajectoires optimales pour des robots de desserte de plateformes multimodales [107].

La mise en œuvre et la complexité des stratégies de supervision dépendent de l'architecture du système en question. A ce jour, aucune stratégie n'a pu s'imposer ou exclure les autres, elles sont diverses et peuvent être classées en deux catégories distinctes [108], [109] : les méthodes d'optimisation explicites et implicites.

De plus, ces deux catégories peuvent être décomposées en différents sous-ensembles : les méthodes d'optimisation explicites intègrent des stratégies d'optimisation globale de types « déterministes » et « stochastiques », tandis que les méthodes d'optimisation implicites sont composées de méthodologies causales et de stratégies à base de règles. La suite de cette partie décrit de manière non-exhaustive les propriétés, les performances et les faiblesses de chacune des méthodes. Pour plus d'explications, le lecteur peut se référer aux travaux relatifs aux méthodes d'optimisation présentés par [108], [109].

4.2.2 Méthodes d'optimisation explicites

Les méthodes d'optimisation explicites sont des méthodes globales et dites non causales exigeant une connaissance entière des flux de puissances qui transitent dans le

système. Elles utilisent des données prédictives avec la possibilité d'intégrer des valeurs du passé et du présent [109]. Ces méthodes aboutissants à des solutions exactes-optimales ont fait l'objet de plusieurs sujets de recherche. Ces méthodes peuvent être regroupées en deux catégories : les méthodes dites déterministes ou analytiques dans lesquelles la solution recherchée est le résultat d'une résolution théorique exacte ou d'une approximation numérique, et les méthodes dites non-déterministes ou stochastiques dans lesquelles la solution est basée sur des approches originales qui consistent à explorer un espace de recherche sous contraintes.

4.2.2.1 Les déterministes

Elles sont basées sur méthodes de résolution analytiques (méthode du gradient) et requièrent des hypothèses sur *la fonction objectif* à optimiser, telles que la continuité, la dérivabilité et la convexité de la fonction objectif pour certaines méthodes. La méthode la plus souvent utilisée est la programmation linéaire (PL). Elle est appliquée aux systèmes moins complexes dont la *fonction objectif* et les contraintes sont linéaires. [88] l'a utilisé dans ses travaux pour minimiser la consommation énergétique d'un quartier en agissant sur des charges pilotables et notamment les chauffages électriques. La méthode consiste à définir les périodes de délestages des chauffages électriques en tenant compte du confort thermique des clients. Cependant, lorsque le système présente des non-linéarités, la PL n'est plus adaptée et elle est remplacée par la programmation non linéaire (PNL) utilisant des méthodes lagrangiennes [60]. A partir du moment où le problème n'est ni convexe, ni continue et ni différentiable, la programmation dynamique est utilisée pour aboutir à une solution globale du problème. Son principe a été posé par Bellman, et consiste en un calcul itératif avec une récurrence inverse dans le temps [39], [102], [103]. Cependant, le temps de calcul et d'exécution est son principal inconvénient [109]. En revanche, [110] a démontré que l'application de la programmation dynamique à un système éolien couplé à un stockage permet de maximiser les profits. L'utilisation de cette technique suppose connaitre le profil de vent et le prix de revente de l'électricité sur le marché. L'algorithme détermine les moments propices de stockage et de revente de l'énergie produite. Ensuite, [111] a proposé un système de supervision basé sur le même principe de programmation qui permet de définir les moments de charge et de décharge des VE/VHR afin de limiter l'impact des pics de puissance sur les réseaux de distribution. Ceci dit, l'efficacité de ces méthodes dépend de la nature de la fonction à évaluer. Elle peuvent présenter des imperfections (temps de calcul déraisonnable ou convergence vers un minimum locale) lorsque l'espace de recherche est grand ou la fonction à optimiser n'est pas dérivable ou discontinue [112].

4.2.2.2 Les stochastiques

Ce sont des méthodes mieux adaptées pour des problèmes complexes et non linéaires à variables discrètes ou continues. De plus, elles n'obéissent pas aux hypothèses de dérivabilité, de continuité et ne requièrent aucune structure particulière pour le problème à optimiser [108]. Leur caractère stochastique permet d'éviter les minimums locaux pour effectuer une recherche globale. Dans cette famille de méthodes, il existe deux classes : les heuristiques et les métaheuristiques [112]. Les méthodes heuristiques sont caractérisées par des solutions uniques. L'évolution de l'algorithme vers la solution optimale se fait par itération, en partant d'une solution initiale et en testant successivement les solutions voisines. Les méthodes les plus répandues sont : le recuit simulé et la recherche tabou [113].

En revanche, les méthodes métaheuristiques font parties des algorithmes dits « évolutionnaires ». Elles ont la faculté d'explorer et d'exploiter un espace de recherche plus efficacement. Elles manipulent à chaque itération, un ensemble de solution. Le chemin vers la solution optimale est guidé par un processus de recherche inspirée de l'évolution naturelle des espèces (reproduction, sélection, croisement, mutation, etc.). La méthode la plus reconnue est celle des algorithmes génétiques (AG), ensuite d'autres méthodes ont été récemment développées telles que les « essaims de particules » et les « colonies de fourmis ». A titre d'exemple, [112] a développé un AG multi-objectifs ayant pour but de choisir un emplacement optimal et un nombre minimal des stabilisateurs de puissance à mettre en place afin d'améliorer simultanément la stabilité aux petites perturbations et l'amortissement des oscillations des grands systèmes de puissance. Par ailleurs, [114] a développé un algorithme à essaims de particules dont l'objectif était de maximiser l'état de charge moyen d'un parc de VHR en considérant comme contraintes le coût de l'énergie, le niveau de charge de la batterie et le temps de départ des VHR.

4.2.3 Méthodes d'optimisation implicites

Les méthodes d'optimisation implicites sont des méthodes servant au contrôle temps réels des systèmes électriques. Elles se composent d'une part, de méthodologies causales nécessitant une modélisation détaillée du système, et d'autre part, de méthodologie à bases de règles, utilisant des outils d'intelligence artificielle.

4.2.3.1 Méthodologies causales

Le but de ces méthodes est d'imposer pour un système électrique des flux de puissance afin de converger vers un état désiré. L'application développée en [115] a mis en

œuvre une méthode de bilans de flux de puissance afin de stabiliser la puissance fournie au réseau par un système hybride (super-capacités, générateur éolien et une pile à combustible). Le dispositif de contrôle assigne aux dispositifs de stockage des références de sollicitations en puissance pour lisser les fluctuations de la génératrice éolienne.

D'autres méthodes analytiques reposant sur une modélisation mathématique du problème et une résolution algébrique ont été présentées par [37]. Elles permettent une gestion plus ou moins optimale d'un système hybride de stockage dans des véhicules électriques. Cependant, la résolution analytique du problème devient délicate à partir d'un certain nombre de variables d'états considérées. Ainsi, il est difficile d'employer ce type d'approche pour le contrôle de systèmes complexes à plusieurs contraintes et objectifs.

4.2.3.2 Méthodologies à base de règles

L'intérêt principal de ces stratégies est le contrôle en temps réel des systèmes multi-sources/multi-charges à partir d'un partage de puissance par règles. Elles ne nécessitent pas une connaissance a priori des profils de puissances mais toutefois ne garantissent pas une solution optimale. Ces règles sont mises en œuvre par approche heuristique, intuition, expertise humaine ou par des modèles mathématiques [109], [116].

De prime abord, les règles booléennes sont généralement utilisées en vue de leur simplicité et elles sont élaborées en fonction de l'état des éléments physiques du système. [103] a présenté un algorithme à base de règles booléennes reposant sur le principe du « thermostat (on/off) ». Le but était de satisfaire la demande en puissance d'un véhicule hybride tout en maintenant l'état de charge d'un pack de supercondensateurs entre ses limites inférieures et supérieures et en imposant des limites de puissance à une pile à combustible. Il a ainsi été démontré que les limites imposées ne pouvaient garantir toute la demande de puissance pour toute condition de fonctionnement. D'autre part, la logique floue qui est une extension de la logique booléenne, utilise des règles linguistiques pour établir des relations entre les variables d'entrées et de sorties. Les règles permettent de traduire le savoir-faire d'un expert et elles sont exprimées du genre : *si $a < b$ alors c.* En outre, elle associe à ses variables un caractère graduel de l'appartenance d'un élément à un ensemble donné. Ainsi, mathématiquement un ensemble flou A d'un univers de discours U est caractérisé par une fonction d'appartenance μ_A qui associe à chaque élément x de U un degré d'appartenance $\mu_A(x)$ [103], [116], [117]. Par exemple, il sera dit qu'un stockage est chargé à $\mu_A(x)$ (%) et déchargé à $(1-\mu_A(x))$ (%), contrairement à logique booléenne qui ne peut prendre qu'un seul qualificatif. Le principe général est exprimé à la Figure 4.1 [103], [105], [117], [118].

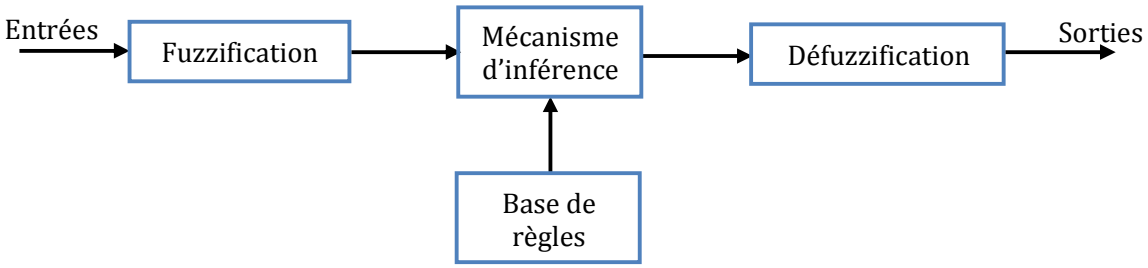


Figure 4.1 : Structure interne d'un système de décision à base de logique floue.

Où :

- La *fuzzifcation* consiste à la quantification floue des valeurs réelles d'une grandeur physique en lui attribuant des fonctions d'appartenance. Ces fonctions peuvent prendre différentes formes géométriques (triangulaires, trapézoïdales, gaussiennes, etc.)
- Le *mécanisme d'inférence* utilise un ensemble de règles définies par des instructions (si..., alors...) pour assurer la transition entre les degrés d'appartenance des grandeurs d'entrées et de sorties. La conclusion est ainsi générée à partir des entrées et des règles actives.
- Enfin, la *défuzzification* est l'opération inverse de la *fuzzification*. Elle permet de transformer les degrés d'appartenance des sous-ensembles flous en grandeur numérique. A ce propos, plusieurs méthodes surgissent et la plus connue et utilisée est celle du *centre de gravité* [118].

D'un point de vue application, elle est facile à mettre en place pour la gestion en temps réel des systèmes complexes et difficiles à modéliser [109]. Cette simplicité se paie par le fait qu'aucune méthodologie de synthèse ne soit réellement proposée pour la conception du système flou [105]. Seule la « connaissance d'expert » est considérée et ce qui permet de dire que ses solutions ne sont pas forcément optimales [108]. Cependant, les travaux de [30] ont démontré qu'une méthodologie à base de graphes opérationnels et fonctionnels a permis de minimiser le nombre de règles floues à considérer. Cette approche a été utilisée dans le but d'augmenter l'efficacité énergétique et d'améliorer la qualité de la puissance générée par un système multi-sources décentralisé. L'objectif était de faire participer des générateurs éoliens associés à des éléments de stockage au réglage de la fréquence. Les travaux de [119] ont utilisé le même type d'approche pour stabiliser la puissance d'un système multi-source afin de respecter la puissance imposée par le gestionnaire de réseau. Le système intègre des sources de production prévisibles « micro-turbines » et photovoltaïques ainsi que des supercondensateurs comme éléments de stockage. D'autre part, [104] a proposé une méthodologie d'optimisation à deux niveaux d'un superviseur flou. L'approche utilisée a mis en contribution les plans d'expérience et les algorithmes génétiques pour un meilleur ajustement des fonctions d'appartenances. L'objectif de la supervision était de fiabiliser un système multi-sources pour une application aéronautique en maintenant la tension d'un bus continu dans des limites acceptables et en

assurant la disponibilité de stockage hybride intégré. Ensuite, dans [103], une conception d'un système de décision flou optimisé par un algorithme génétique a été proposée. L'objectif était d'assurer la puissance demandée par un véhicule hybride pour des profils de mission différents tout en en respectant les limites du système de stockage et en minimisant la consommation d'hydrogène d'une pile à combustible. Enfin, les travaux de [118] exposent plus en détail les propriétés des contrôleurs flous et proposent une synthèse sur le codage de l'expertise. De plus, des explications plus approfondies sur la conception de contrôleurs flous par approche génétique ont été proposées par [117].

4.2.4 Conclusions

A partir de la synthèse comparative élaborée, il est évident que les méthodes d'optimisation globale sont moins adaptées et difficilement exploitables pour une application « temps réel » et encore moins lorsque le système évolue dans le temps et sur un horizon étendu.

En revanche, les méthodes de gestion implicites et principalement celles à base de règles sont mieux adaptées aux systèmes complexes dont certaines grandeurs d'états affichent un caractère aléatoire et très peu prévisible (consommation, production renouvelable, heures de connexion/besoins énergétiques des VE, prix de l'électricité sur le marché, etc.). En outre, Elles ne nécessitent pas une modélisation mathématique précise du système à commander.

Dans la suite des travaux présentés dans ce chapitre, une méthodologie évolutive de construction optimisée de superviseurs à base de règles floues et booléennes est présentée dans un premier temps puis appliquée aux services retenus.

4.3 Méthodologie de développement de stratégies de supervision à base de règles

4.3.1 Introduction

Cette section porte sur la description de la méthodologie développée pour la conception de superviseurs d'énergie à base d'une hybridation de règles floues et booléennes. Le déroulement de ce développement suit les étapes suivantes [120] :

- Définition du cahier des charges,
- Détermination de la structure du superviseur,
- Identification des différents états de fonctionnement du superviseur à l'aide des graphes fonctionnels,

- Caractérisation des paramètres du système flou (fonctions d'appartenance) et booléen,
- Détermination de la base de règles constituant le superviseur à partir de graphes opérationnels,
- Evaluation des indicateurs de performance,
- Optimisation des paramètres influents sur la performance du superviseur par « *algorithmes génétiques* ».

Cette démarche structurée va permettre d'extraire les lois de commande pertinentes pour répondre aux objectifs des services retenus et respecter les contraintes associées.

4.3.2 Définition du cahier des charges

L'élaboration du cahier des charges consiste à identifier :

- Les objectifs du système de supervision (stabilité du système (contrôle des variables de réglage (courant/tension)), minimisation d'une fonction coût ou d'un bilan énergétique, etc.).
- Les contraintes auxquelles le système doit obéir. Elles peuvent être propres au système (puissance installée, nombre de VE,..) ou liées à un environnement externe ; la réglementation par exemple.
- Les moyens d'action qui vont permettre de générer des références pour agir sur les éléments pilotables du système.
- Les indicateurs de performance qui serviront tout d'abord à évaluer la performance de la supervision vis-à-vis des objectifs fixés, pour ensuite, constituer la fonction objectif du problème d'optimisation (phase finale).

4.3.3 Détermination de la structure du superviseur

La structure du superviseur (Figure 4.2) est organisée pour réaliser les objectifs mis en évidence dans le cahier des charges, en contrôlant les puissances de référence du système de supervision (moyens d'action) à partir des données d'entrées provenant des mesures ou des estimations.

4.3.4 Identification des états de fonctionnement du superviseur - Graphes fonctionnels

La construction d'un système hybride de prise de décision à base de règles floues et booléennes repose sur la définition d'un jeu de règles traduisant les différents états de

fonctionnement du système de supervision. Un outil graphique inspiré des travaux de [121] et des méthodes de contrôle des systèmes automatisés « grafcet » est adopté dans ces travaux afin de faciliter la construction des lois de commande du système de supervision temps réel. L'élaboration d'un graphe fonctionnel doit reprendre de façon littérale les objectifs, les contraintes ainsi que les moyens d'action afin d'établir directement les lois pertinentes et les transitions entre les modes déterminés par l'état du système (Figure 4.3).

Figure 4.2 : Structure du superviseur.

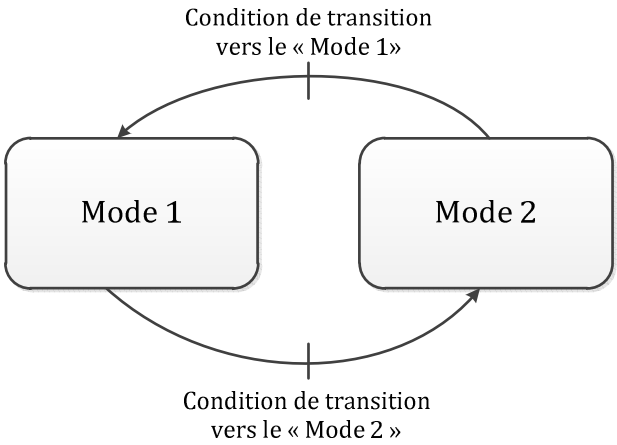


Figure 4.3 : Principe du graphe fonctionnel.

4.3.5 Caractérisation des paramètres des systèmes flous-booléens

Cette étape vise dans un premier temps à déterminer les fonctions d'appartenance (FA) des grandeurs d'entrées et de sorties du système flou constituant le superviseur. Appelée *fuzzification*, cette étape consiste à attribuer une FA à chacun des ensembles préalablement définis (négatif, positif, petit, moyen, grand, etc…). Une illustration graphique est présentée à la Figure 4.4. Ces fonctions d'appartenance vont permettre d'assurer les transitions entre les modes de marche et le contrôle des sorties.

La plage de variations possibles des variables considérées correspond à un univers de discours qui permet de quantifier les limites de chaque variable. Celui-ci peut être normalisé en valeurs per unit (p.u) afin de faciliter l'adaptation de la supervision à différents systèmes. Il peut être limité à un intervalle de [-1,1] ou [0,1] et cela en fonction des valeurs que pourrait prendre la variable considérée.

Les FA peuvent théoriquement prendre différentes formes géométriques (gaussiennes, trapézoïdes, triangulaires,..). Par ailleurs, aucune théorie ne permet aujourd'hui d'en retenir ou d'en exclure certaines formes. En revanche, les formes triangulaires (une exception de la forme trapézoïdale) et trapézoïdales sont le plus souvent utilisées. Le recours à des fonctions de formes sophistiquées du type gaussiennes par exemple pourrait ajouter une complexité inutile ou injustifiable dans le cadre de notre étude. De plus, sauf exception et pour des raisons de simplicité, il est préférable dans un premier temps d'envisager une répartition symétrique des fonctions d'appartenance dans l'univers de discours. De même, pour une meilleure modélisation du système flou, une partition floue doit être vérifiée. Cela signifie que la somme des degrés d'appartenance à tous les ensembles flous est égale 1 en cas de normalisation.

Enfin, partant du principe que le nombre de lois floues est directement proportionnel au nombre d'ensembles flous considérés pour chaque entrée, soit $\prod_{i=1}^{m} N_{FA}(m)$, où m est le nombre d'entrée et N_{FA} le nombre de fonction d'appartenance associé ; il est donc important de le minimiser.

Contrairement au système flou, le système booléen sera caractérisé par une fonction linéaire et utilisé en vue d'assurer la convergence vers un point final prédéfini, chose que le système flou ne pourrait pas réaliser. Ainsi, en fonction des valeurs que pourraient prendre les variables d'entrées, la réponse de système sera maintenue entre deux bornes inférieures et supérieures prédéfinies (Figure 4.5).

4.3.6 Extraction des lois de commande - Graphes opérationnels

A présent, il est possible de traduire les « graphes fonctionnels » en « graphes opérationnels » (Figure 4.6) dans lesquels interviennent les FA et les paramètres constituant le système de supervision. Ces derniers vont permettre de gérer les transitions entre les modes opérationnels décrits par les grandeurs d'entrées et de sorties. A partir de là, la base de règle de l'algorithme de supervision peut être déduite. En concordance avec l'exemple illustrée à la Figure 4.6, trois règles ressortent :

Si W < A :

R_1 : si *x* est GRAND alors *y* est NEGATIF

R_2 : si *x* est PETIT alors *y* est POSITIF

Si non (W > A)

R_3 : y=*z*

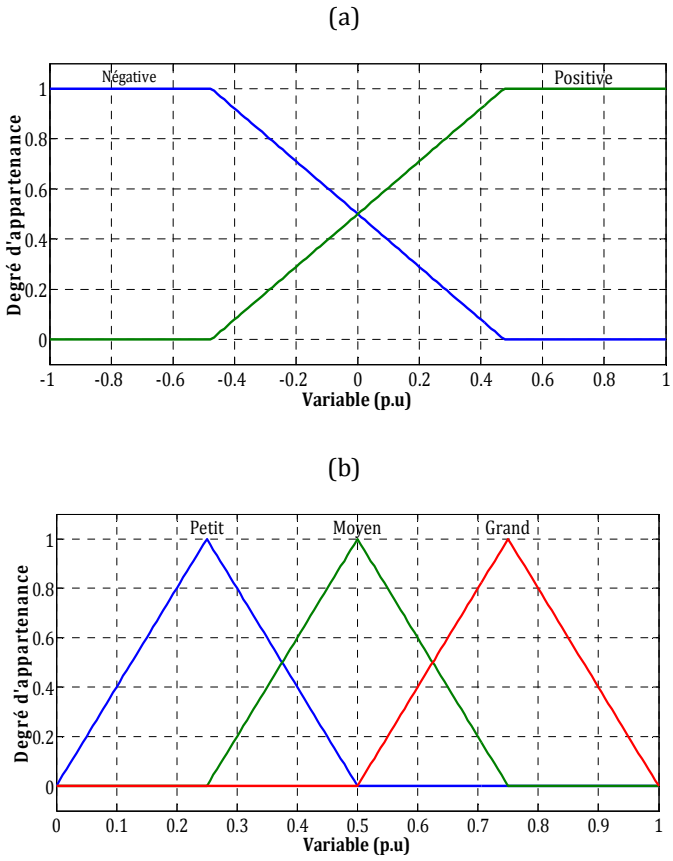


Figure 4.4 : Exemple de fonctions d'appartenance trapézoïdales (a) et triangulaires (b).

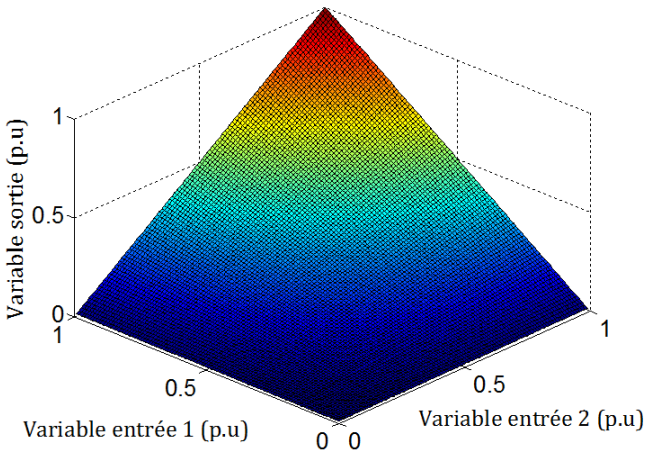


Figure 4.5 : Fonction d'un système booléen.

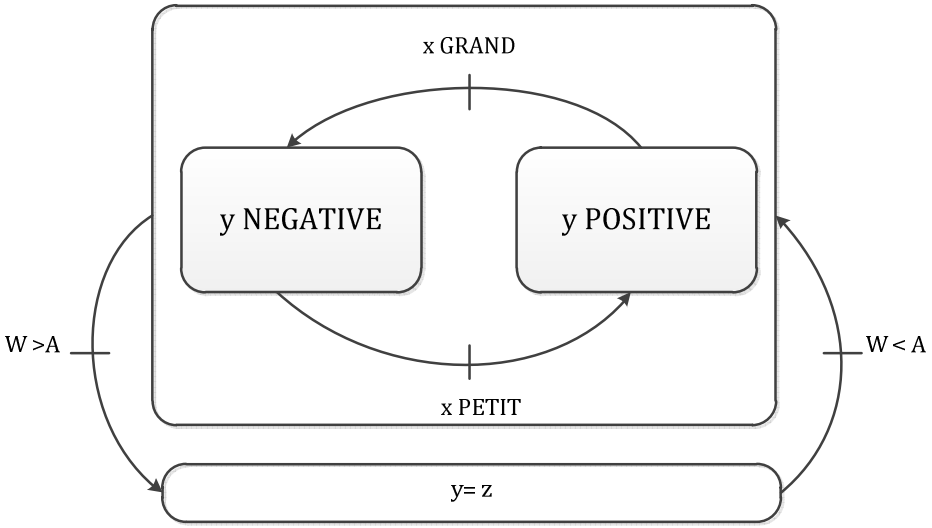


Figure 4.6 : Principe du graphe opérationnel.

4.3.7 Evaluation des indicateurs de performance

Afin d'évaluer la performance du système de supervision en termes de robustesse et de souplesse, il est primordial d'identifier des indicateurs. Ces derniers peuvent correspondre à une estimation de l'erreur entre la référence et la mesure, à l'évaluation d'un bilan économique, énergétique, voire environnemental.

4.3.8 Optimisation des paramètres du système de supervision

Jusque-là, le réglage de l'ensemble des paramètres du système de supervision (fonctions d'appartenance, gains) se fait de façon empirique accompagné de l'expertise du développeur. A l'exemple des FA, le choix des points caractéristiques des formes demeure une tâche complexe. La Figure 4.7 illustre ce principe en exposant un ensemble de formes que pourraient prendre les FA dans un univers de discours. Par ailleurs, même si l'amélioration de la performance du système de supervision peut se réaliser via une répétition d'essais/erreurs, nul ne peut garantir l'optimalité des paramètres de réglage.

C'est dans ce contexte où une couche d'optimisation est nécessaire afin de compléter le processus du développement optimisé du système de supervision.

A ce propos, l'utilisation des algorithmes génétiques (AG) pour l'ajustement des paramètres des systèmes flous et l'optimisation du fonctionnement de systèmes complexes a connu un succès remarquable dans divers travaux de recherche et notamment dans des applications électriques [103], [104], [107], [119], [122]. Elle sera davantage utilisée dans la suite des travaux présentés. Le but de cette optimisation est de minimiser/maximiser une

fonction objectif et qui n'est d'autre que l'indicateur de performance prédéfini. Il faut rappeler que cette phase d'optimisation s'effectuera en « hors ligne » sur la base des profils de puissance générés par le système électrique en question. A partir du nouveau résultat obtenu, le superviseur, sera ensuite utilisé pour une gestion en temps réel pour d'autres cas d'étude afin de tester sa robustesse.

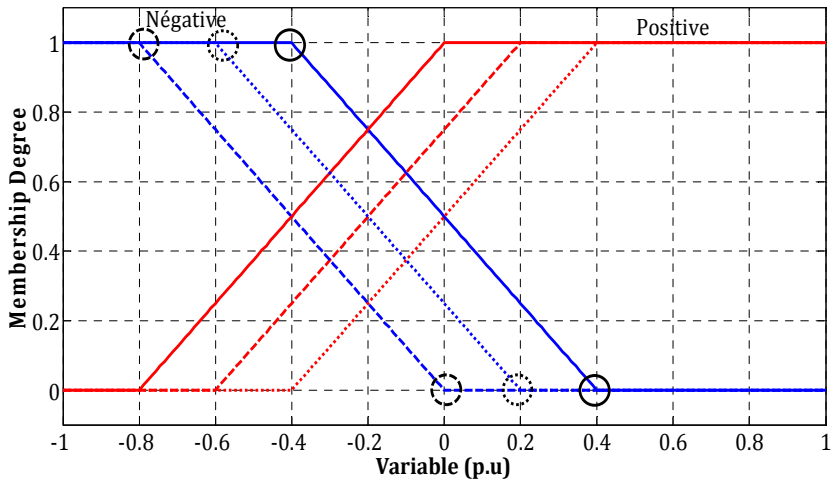


Figure 4.7 : Exemple de formes de fonctions d'appartenance pour une même variable.

4.3.9 Conclusions

Cette section du chapitre a présenté une description détaillée du déroulement méthodologique de construction d'un superviseur optimisé à base de règles. Dans une première étape, une définition claire du cahier des charges du système énergétique doit être élaborée. Ensuite, la structure du superviseur peut être facilement déduite. Dans une seconde étape, une approche graphique a été explicitement exposée permettant de déterminer les différents modes de fonctionnement et l'extraction des règles pertinentes du superviseur. Et finalement, l'étape optimisation est venue conclure cette démarche scientifique de développement en évoquant la problématique et la méthode retenue pour cette phase finale. La simulation numérique de la supervision énergétique sera réalisée à l'aide du logiciel Matlab/Simulink moyennant les boites à outils *fuzzy logic* et *global optimization.*

4.4 Optimisation des coûts d'acheminement d'énergie - SRD4

4.4.1 Facture de l'acheminement - Pré-requis

Comme nous l'avons illustré dans le chapitre 3, la charge des GRD repose essentiellement sur les coûts d'acheminement de l'énergie électrique sur le réseau public de transport. Le tarif est fixé par le TURPE et se compose principalement d'une prime d'abonnement annuelle, d'un coût de soutirage de l'énergie et des pénalités liées aux dépassements mensuels de la puissance souscrite. Contrairement aux règles du TURPE3, le TURPE4 publié en août 2013 pour mise en application en 2014, impose au GRD un tarif d'acheminement horo-saisonnier, dont le prix est fonction des heures de la journée et des saisons de l'année. Dans ce même cadre, le GRD s'engage vis-à-vis du GRT de fixer des puissances souscrites (P_{sc}) horo-saisonnières en début d'année. Il est ainsi important pour le GRD d'anticiper et de définir les valeurs optimales de P_{sc} afin de retrouver un meilleur compromis entre la prime annuelle et le coût des dépassements. Les expressions mathématiques définies par les équations [Eq. 4.1] - [Eq. 4.3] vont permettre une meilleure compréhension de la fonction coût.

$$Coût_{acheminement} = a_2 \times \left(P_{sc\ pondérée}\right) + \sum_{i=1}^{5} d_i \times E + \sum_{i=1}^{12} CMDPS \qquad \text{Eq. 4.1}$$

$$P_{sc\ pondérée} = k_1 \times P_1 + \sum_{i=2}^{5} k_i \times \left(P_{sc_i} - P_{sc_{i-1}}\right) \qquad \text{Eq. 4.2}$$

$$CMDPS = \alpha \times k_i \times \sqrt{\sum (P_{PS} - P_{sc\,i})^2} \qquad \text{Eq. 4.3}$$

Avec :
P_{PS}: la puissance mesurée au niveau du poste source.
P_{sci}: La puissance souscrite pour la période horaire *i* (kW).
E: L'énergie active soutirée (kWh) pendant une durée (heures).
CMPDS : Composante Mensuelle de Dépassements de Puissances Souscrites.

Il faut noter que les dépassements de puissance sont calculés par période d'intégration de 10 minutes (pas d'échantillonnage des compteurs numériques des PS). En outre, la souscription des valeurs de P_{sc} pour les différentes périodes tarifaires *i* est soumise à une contrainte d'inégalité ; les valeurs doivent être fixées dans un ordre croissant, de telle façon que $P_{sc\ i+1}$ est supérieure ou égale à $P_{sc\ i.}$

De même, les hypothèses prises en compte pour le calcul du tarif d'acheminement sont basées sur les options tarifaires « *moyenne utilisation* » et « *longue utilisation* ». Le choix de l'option tarifaire se décide en fonction du volume de consommation et de la puissance éolienne/PV installée au PS. Le Tableau 4.1 présenté ci-dessous reprend un exemple des valeurs numériques des coefficients utilisés dans le cas d'une option « *moyenne utilisation* ». Pour plus de détails sur les principes de facturation, le lecteur pourra consulter la référence [5]. De plus, pour cette même option tarifaire, les coefficients changent en fonction des domaines de tension de raccordement. En l'occurrence, la plupart des systèmes étudiés dans cette partie sont en contrat d'accès au réseau de transport (CART) HTB 1 (63/90 kV), dont deux PS en HTB 2 (225 kV). Par ailleurs, dans le cas d'un contrat d'accès HTB 2 les GRD vont devoir payer également une composante annuelle liée à l'énergie injectée au réseau de transport. Celle-ci est fixée à *19 c€/MWh.*

En ce qui concerne les classes temporelles, elles sont définies comme suit :

- L'hiver inclut les mois de novembre à mars et l'été intègre les mois d'avril à octobre.
- Les heures de pointe figurent en décembre jusqu'à février inclus et elles sont fixées de 9h à 11h et de 18h à 20h. En revanche les heures pleines sont fixées entre 7h et 23h à concurrence des heures de pointes. Le reste des heures de la journée sont définies comme étant des heures creuses.
- Les jours fériés et les weekends sont considérés entièrement comme des heures creuses.

Tableau 4.1 : Paramètres de calcul de la facture d'acheminement d'énergie

	Heures de pointe d'hiver (i=1)		Heures pleines d'hiver (i=2)		Heures creuses d'hiver (i=3)		Heures pleines d'été (i=4)		Heures creuses d'été (i=5)	
Domaine de tension	HTB 1	HTB 2	HTB 1	HTB 2	HTB 1	HTB 2	HTB 1	HTB 2	HTB 1	HTB 2
d_i (c€/kWh)	1,25	0,61	1,08	0,54	0,78	0,40	0,66	0,36	0,47	0,27
k_i	1	1	0,94	0,94	0,67	0,68	0,41	0,44	0,18	0,19
Domaine de tension	HTB 1					HTB 2				
α (c€/kW)	60,42					35,84				
a_2 (€/kW)	14,33					11,26				

Enfin, dans l'objectif d'évaluer les bénéfices de la supervision à l'horizon 2020-2030, une estimation de l'évolution des prix de l'électricité est nécessaire. Ici, l'augmentation annuelle du tarif de l'électricité est fixée à 5 % en prenant en compte les récentes déclarations de la CRE et le rapport du Sénat sur les coûts de l'électricité, qui prévoient une augmentation de 35 % d'ici 2020. Cela dit, une hausse plus importante du coût de

l'électricité ne ferait qu'améliorer les résultats, en raccourcissant les temps de retours sur investissements [123].

4.4.2 Détermination du cahier des charges

Le système électrique qui va servir de cas d'étude pour l'application de la méthodologie de gestion énergétique est présenté à la Figure 4.8. Il correspond à l'ensemble des PS constituant le réseau de distribution de GEREDIS situé dans les Deux-Sèvres. Selon les prévisions de développement de la production décentralisée dans le département des Deux-Sèvres, les PS peuvent ou ne pas intégrer des producteurs PV ou éoliens. En revanche, le taux d'insertion des VE/VHR se fait au prorata du nombre, du type du client et des taux d'insertion considérés. Les travaux exposés dans ce chapitre vont reprendre les mêmes hypothèses considérées dans le chapitre 2 (Impact des VE sur le réseau HTA). Une illustration des flux de puissance dans le système est indiquée dans la Figure 4.8, où la production décentralisée est valorisée en autoconsommation par l'ensemble des charges. En cas de surproduction, l'excédent énergétique est renvoyé au réseau de transport.

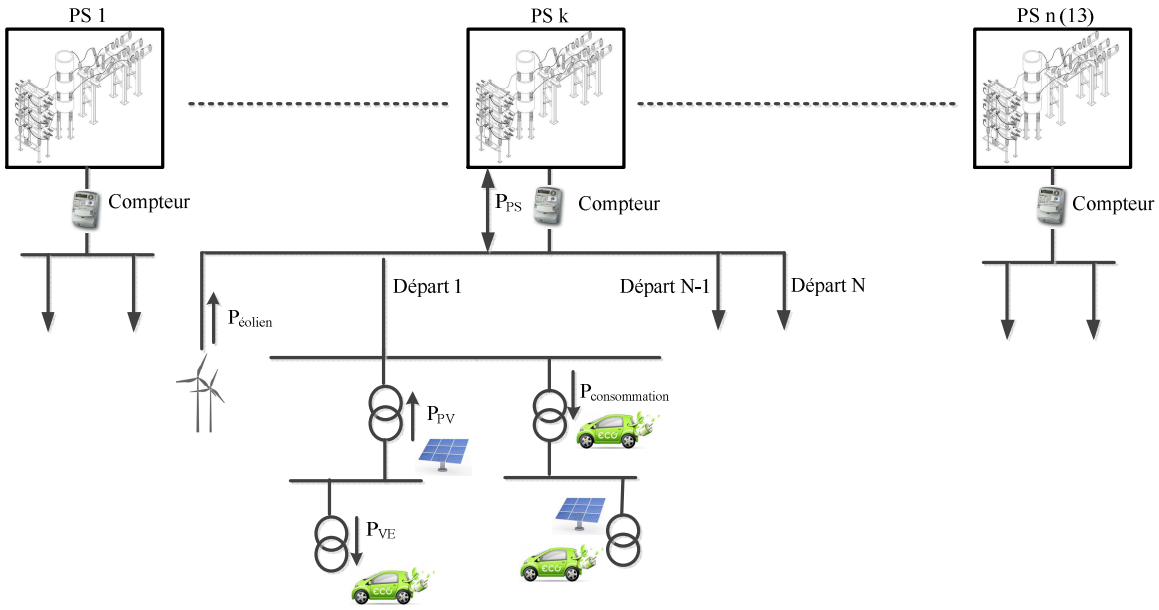


Figure 4.8 : Architecture du système électrique - SRD4.

Pour cette étude prospective, il est supposé que les VE ont la faculté de communiquer avec le SI du GRD afin de transmettre les informations relatives à leurs états de charge au moment de leur connexion au réseau. Par ailleurs, pour une meilleure gestion, il est indispensable d'équiper les réseaux HTA/BTA d'un système de communication. En

revanche, aucune prévision de la production, de la consommation ou de la demande des VE/VHR n'est considérée dans ces travaux.

A partir de là, l'objectif de la supervision sera de diminuer la facture d'acheminement d'électricité en maximisant la consommation locale de la production éolienne, en limitant les dépassements par rapport à la P_{sc} et en favorisant la recharge des VE/VHR pendant les périodes où le coût d'acheminement d'énergie est faible.

Les contraintes induites par le système considéré et ses objectifs sont par conséquent les suivantes :

- La puissance souscrite est la première des contraintes : elle limite la puissance soutirée au réseau et doit être choisie judicieusement en fonction de la fréquence des pics de puissance apparaissant en période d'hiver. Une puissance souscrite élevée va permettre de minimiser le coût des dépassements mais engendrera simultanément un coût de prime d'abonnement exorbitant. L'inverse est aussi vrai.
- L'importante variabilité de la production renouvelable et tout particulièrement celle d'origine éolienne est une autre contrainte. Elle dépend principalement des conditions météorologiques mais aussi de la puissance installée.
- Les heures de connexions et les besoins énergétiques des VE induisent une contrainte supplémentaire mais demeurent prévisibles. Elles vont dépendre des distances parcourues par les utilisateurs et les heures d'arrivée des VE/VHR au lieu de travail ou au domicile. La modélisation probabiliste définie dans le chapitre 2 sera introduite dans le système de supervision développé.
- Enfin, il est nécessaire d'intégrer l'aspect sociologique dans la liste des contraintes. Dans les travaux menés, il sera considéré que l'ensemble des utilisateurs cèdent leurs VE au GRD pour une application de « pilotage de charge ». En contrepartie, le GRD devrait verser des rémunérations aux clients (4.8.2) et s'engager à assurer la recharge complète des VE. Dans le cas présent, il a été considéré que l'ensemble des VE doivent être chargés avant 17h pour une recharge au travail et avant 06h du matin pour une recharge au domicile.

Ensuite, le moyen d'action du superviseur se concentre sur l'envoie des consignes d'arrêt ou de reprise de charge des VE. Dans un cas plus élaboré où l'on pourrait renvoyée de l'énergie au réseau (V2G) ou stocker l'énergie éolienne refoulée, le superviseur aurait des actions supplémentaires. Cela dit, ce travail se limite à la gestion unidirectionnelle de la charge des VE.

Enfin, afin d'évaluer les performances du système de supervision, des bilans financiers, énergétiques et environnementaux seront réalisés. Le premier va correspondre à la comparaison de la facture d'acheminement avant et après supervision, le second est

consacré à l'évaluation de la quantité d'énergie éolienne maximisée et enfin une estimation des taux d'émissions CO_2 induites par la consommation des VE est effectuée pour compléter le bilan environnemental.

En effet, le taux d'émissions CO_2 va dépendre de l'origine de la production générée. En France, elle est majoritairement composée de nucléaire et d'hydraulique. Cependant, elle comporte certaines composantes fortement émettrices de CO_2 (centrales thermiques à flamme en particulier). Le recours à ces modes de production se fait en majeure partie pour couvrir les pointes de consommation saisonnière d'hiver [124]. De même, le taux d'émissions de CO_2 varie en fonction des saisons, des jours de la semaine et des heures de la journée et demeurent ainsi proportionnel aux volumes de consommations. Dans les travaux présentés, le site éCO2mix de RTE [125] va servir d'une base de données d'émissions de CO_2 en considérant les relevés de l'année de 2013. Ces données vont être utilisées à titre indicatif étant donné qu'elles évoluent dans un contexte très aléatoire et ordonné par des décisions de politiques énergétiques et environnementales. De plus, les émissions liées à la production des composants, à l'assemblage, l'usage, et puis le recyclage du VE ne seront pas considérées dans le cadre de cette étude. Des recherches plus approfondies seraient ainsi nécessaires pour une véritable quantification de l'ensemble des émissions générées par le VE.

4.4.3 Structure du système de supervision

L'identification des entrées et de la sortie du superviseur est organisée de façon à satisfaire les objectifs mis en évidence dans la précédente partie. A ce stade, les entrées nécessaires au superviseur pour le contrôle des puissances de référence de charges des VE sont (Figure 4.9) :

- La puissance mesurée (P_{PS}) au niveau du PS (kW), qui peut être positive en cas de soutirage ou négative en cas de refoulement (surplus de production éolienne). Elle est définie selon $P_{PS} = P_{consommation} + P_{VE} - P_{PV} - P_{éolien}$, où $P_{consommation}$ représente la consommation au niveau du réseau HTA, P_{VE} correspond à la puissance consommée par les VE, et enfin P_{PV} et $P_{éolien}$ sont respectivement les puissances produites par les sites photovoltaïques et éoliens.
- L'énergie stockée dans les VE (E_S) est la seconde entrée. Cette information va permettre de connaitre l'évolution de l'état de charge du parc des VE. Entre autre, l'état final de E_S correspond aux besoins énergétiques initiaux requis par les VE. L'information sur la valeur maximale de E_S peut être initialement calculée à partir de l'état de charge initial du VE (SOC_i) et sa capacité de stockage nominale C_n. Dans l'étude menée, l'évolution de la valeur de E_S est estimée en intégrant la puissance de référence (P_{VE_ref}) envoyée aux VE (sortie du superviseur). Littéralement, les valeurs limites de E_S sont exprimées dans l'équation [Eq. 4.4].

$$\begin{cases} E_{Smax} = E_{S_{(t=T)}} = \sum_{k=1}^{Nb_{VE}} (1 - SoC_i\,(k)) \times C_n(k) \;= \sum_{t=t_0}^{T} P_{VE\_ref}(t) \\ E_{Smin} = E_{S_{(t=t_0)}} = 0 \end{cases} \qquad \text{Eq. 4.4}$$

Où : $0 \leq SoC_i < 1$

Avec : Nb_{VE}, le nombre de VE connectés au réseau, et T, le temps de simulation.
De plus, en considérant SoC_i équivalent à $(1 - \frac{D \times C_p}{C_n})$, E_{Smax} devient [Eq. 4.5] :

$$E_{Smax} = \sum_{k=1}^{Nb_{VE}} D(k) \times C_p \qquad \text{Eq. 4.5}$$

Où : D correspond à la distance parcourue par le VE et C_p le coefficient indiquant l'énergie moyenne (kWh) requise par un VE pour chaque kilomètre parcouru. En l'occurrence, il a été fixé à 0,2 kWh/km (chapitre 2).

- Ensuite, une entrée indiquant les instants de connexion et l'heure limite de départ des VE est aussi introduite dans le système de supervision.

Enfin, étant donné que l'information sur le prix d'acheminement de l'énergie est une donnée déterministe et connue a priori, elle sera donc directement intégrée en tant que contrainte dans le développement des lois de commande du superviseur.

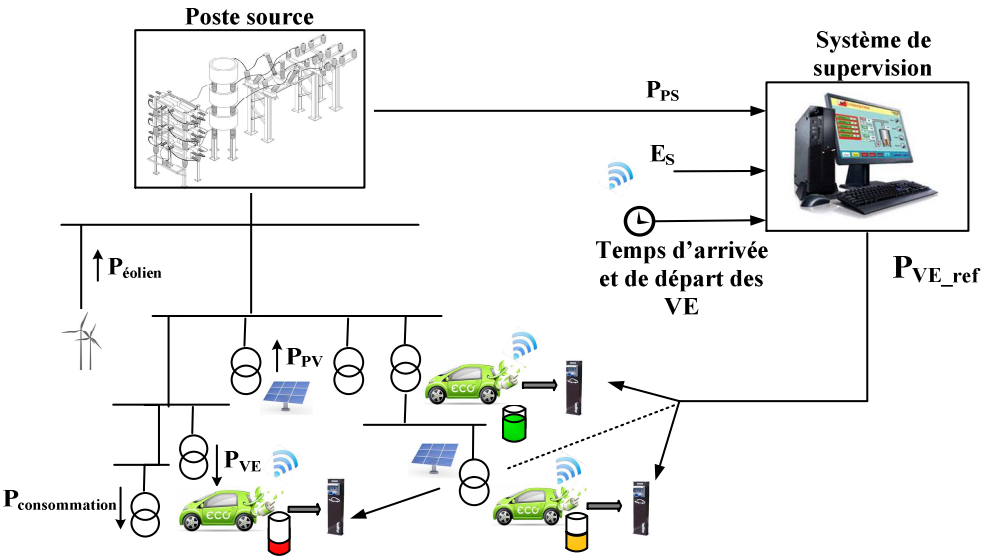


Figure 4.9 : Architecture du système de supervision - SRD4.

4.4.4 Représentation graphique des modes de fonctionnement du superviseur - graphe fonctionnel

Tout d'abord, la stratégie de supervision est représentée graphiquement en formulant littéralement les objectifs, les contraintes considérées ainsi que les moyens d'action associés. Ensuite, les conditions de transition entre chaque mode de marche sont établies selon les différents états que peut occuper le système. Ils sont décrits par les variables d'entrée qui permettent des transitions douces et un fonctionnement simultané entre chaque mode de marche.

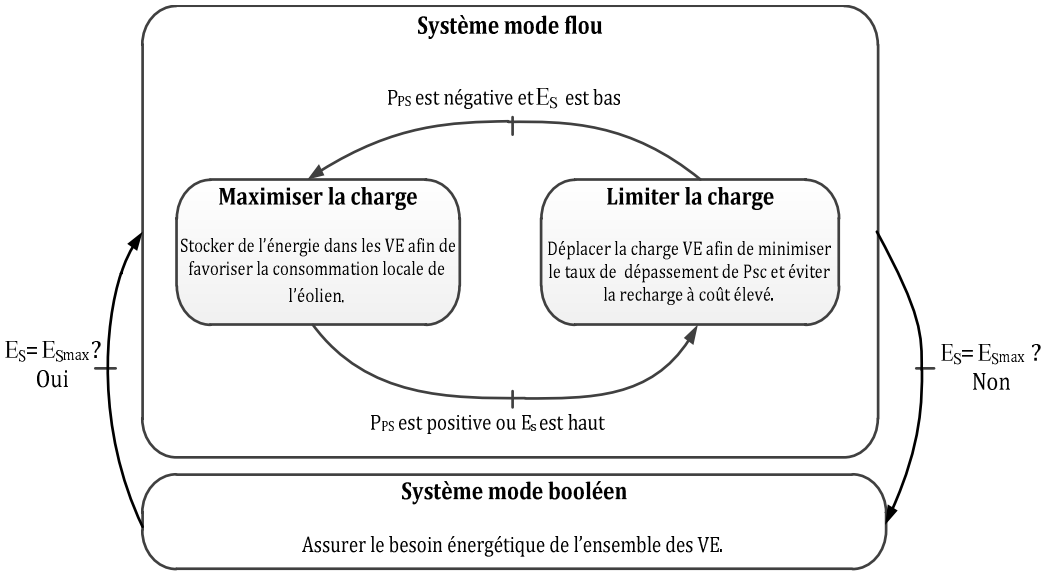


Figure 4.10 : Graphe fonctionnel du système de supervision - SRD4.

Le "graphe fonctionnel" présenté à la Figure 4.10 est composé de deux systèmes appelés «Mode Flou » (MF) et « Mode Booléen » (MB). Les structures de ces deux modes formant le système de supervision global sont représentées respectivement à la Figure 4.11 et 4.12. Les modes de marche flous illustrés à la Figure 4.10 intègrent deux modes : limitation et maximisation de la charge des VE. Le principal objectif est de maximiser la charge des VE pendant les périodes de refoulement de puissance éolienne et inversement. Dans ce mode de fonctionnement, le passage d'un état à l'autre va dépendre de l'état flou de la valeur de P_{PS} et de l'énergie stockée E_S dans les VE. Les transitions opérées vont permettre un fonctionnement ininterrompu. L'action effectuée par le MF va permettre simultanément de maximiser la consommation locale de la PDe et de limiter les dépassements de P_{sc}. De plus, elle va permettre de garantir une faible recharge pendant les heures de pointes et les heures pleines.

Ensuite, la partie MB va être utilisée pour réajuster la puissance de référence du superviseur en fonction de l'état de charge des VE et des moments de la journée. Cette action va permettre de garantir une recharge complète des VE à faible coût. Le passage du MF au MB repose sur l'état de E_S.

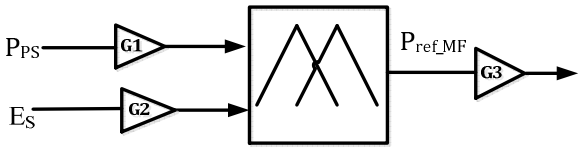


Figure 4.11 : Structure du système MF - SRD4.

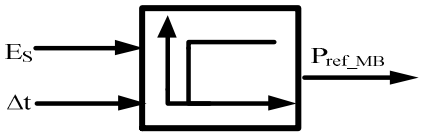


Figure 4.12 : Structure du système MB - SRD4.

4.4.5 Détermination des paramètres du superviseur

Cette partie vise à définir les fonctions d'appartenance (FA) des variables d'entrée et de sortie ainsi que les gains associés au système de supervision. Tout d'abord, les FA composant le système MF seront caractérisées par un univers de discours et des sous-ensembles. Comme il a été décrit précédemment, le nombre de lois généré est directement fonction du nombre d'ensembles flous considérés pour chaque entrée. Ainsi, selon les valeurs que pourraient prendre la variable, trois FA seront considérées au maximum. De même, une représentation symétrique a été retenue dans un premier temps, sachant que le réglage du système peut être influencé par la largeur et la pente des FA.

D'après le graphe fonctionnel, la puissance mesurée au niveau du PS (P_{PS}) peut être négative (N) ou positive (P). Elle a pour but de donner une indication sur l'état du réseau ; en soutirage ou en refoulement. De même, pour suivre la stratégie de commande établie, l'énergie stockée dans les VE peut ainsi être considérée comme faible (F), moyenne (M) ou élevée (E). Enfin, la puissance de référence imposée par la sortie du MF pourrait être faible (F), moyenne (M) ou élevée (E). A cet égard, des FA de type trapézoïdal ont été considérées pour modéliser les différents états des variables d'entrées et de sortie (Figure 4.13, Figure 4.14 et Figure 4.15). Enfin, des gains de normalisation (G_1, G_2, G_3) sont introduits. Ils sont définis respectivement par [Eq. 4.6] - [Eq. 4.8]. Leur intégration dans le développement du superviseur va permettre de faciliter l'extrapolation du système de supervision à l'échelle globale du réseau. Par conséquent, en concordance avec les valeurs de P_{PS}, E_S et P_{ref_MF}, les univers de discours seront par définition limités entre [-1 ; 1], [0 ; 1] et [0 ; 1].

$$G_1 = \frac{1}{P_{éolien}} \qquad \text{Eq. 4.6}$$

$$G_2 = \frac{1}{E_{Smax}} \qquad \text{Eq. 4.7}$$

$$G_3 = Nb_{VE} * P_{VE} \qquad \text{Eq. 4.8}$$

Ici, $P_{éolien}$ correspond à la puissance nominale du parc éolien raccordé au PS, et P_{VE} représente la puissance de charge des VE en mode normal (16A/230V).

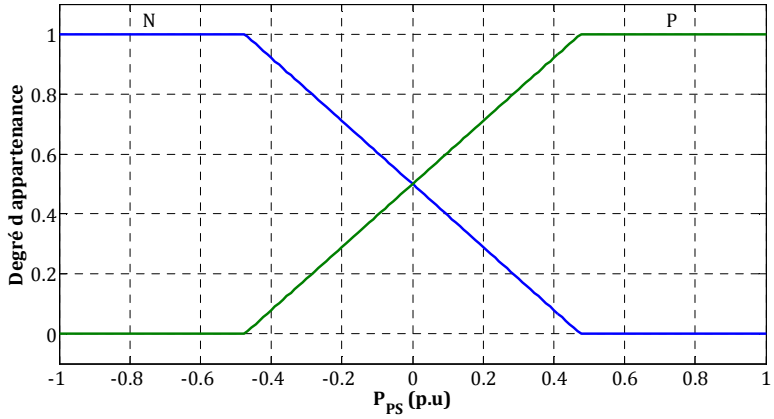


Figure 4.13 : Fonction d'appartenance de l'entrée P_{PS}.

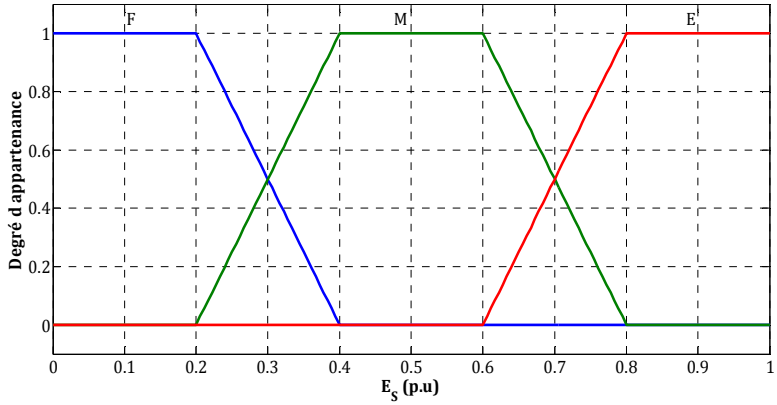


Figure 4.14 : Fonction d'appartenance de l'entrée E_S.

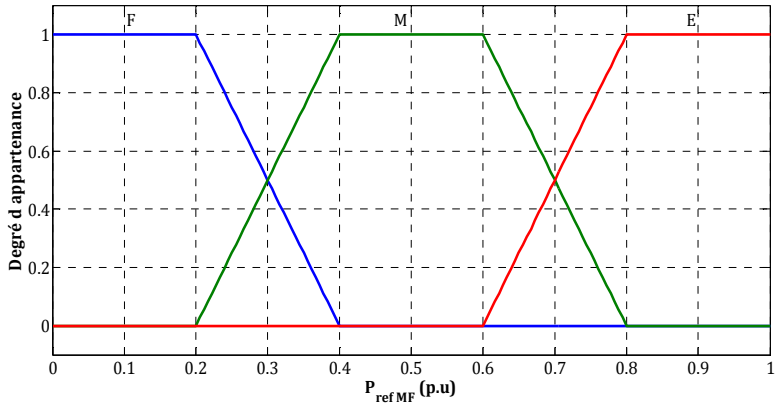


Figure 4.15 : Fonction d'appartenance de la sortie P_{ref_MF}.

Enfin, pour compléter la structure du superviseur, il est nécessaire de définir les paramètres agissant sur la sortie du système MB. Celle-ci peut être définie mathématiquement par l'équation suivante [Eq. 4.9] :

$$P_{ref\_MB} = \frac{\Delta E_S}{\Delta t} \qquad \text{Eq. 4.9}$$

La définition des variables ΔE_S et Δt est donnée au Tableau 4.2 où :

- ΔE_S correspond à l'énergie manquante pour accomplir une recharge complète du parc VE. Cette valeur est calculée en établissant la différence entre le besoin énergétique global requis E_{Smax} par les VE et celui réalisé à l'instant t_{c1}/t_{c2} ($E_{S(t=t_{c1}/t_{c2})}$).
- Δt est définie par le système d'équation [Eq. 4.10].

$$\begin{cases} t_{c1} = t_{départ\ domicile} - \Delta t_{domicile} \\ t_{c2} = t_{départ\ travail} - \Delta t_{travail} \end{cases} \qquad \text{Eq. 4.10}$$

Tableau 4.2 : Paramètres de réglage du MB - SRD4.

Lieu de recharge	Domicile	Travail
ΔE_S (kWh)	E_{Smax} - $E_{S\ (t=tc1)}$	E_{Smax} - $E_{S\ (t=tc2)}$
Δt (h)	7	6

Le choix des valeurs de Δt s'est réalisé en considérant simultanément les périodes d'heures creuses pour la recharge des VE au domicile et d'heures pleines pour la recharge des VE au travail.

4.4.6 Détermination du graphe opérationnel et extraction des règles

Désormais, il est possible de traduire le « graphe fonctionnel » en « graphe opérationnel » dans lequel interviennent les FA et les paramètres du MB définis précédemment. Les transitions seront décrites par les grandeurs d'entrées et les actions par les grandeurs de sortie (Figure 4.16). Les ensembles flous des variables d'entrée déterminent les modes opérationnels du MF. Ensuite, la transition entre les deux systèmes MF et MB est fonction du temps et de la valeur de E_S. Plus la puissance transitée au niveau du PS est positive plus le MB sera sollicité et inversement. Ainsi, à partir de ce graphe, il est maintenant possible d'extraire la base de règles floues-booléennes en utilisant les contraintes imposées par les données d'entrées du superviseur et la stratégie établie.

Il convient donc d'écrire que :

Si $t < t_{c1}$ (t_{c2}) et $E_S < E_{S\,max}$:

Si P_{PS} est N **et** E_S est F **alors** P_{ref_MF} est E

Si P_{PS} est N **et** E_S est M **alors** P_{ref_MF} est M

Si P_{PS} est N **et** E_S est E **alors** P_{ref_MF} est F

Si P_{PS} est P **alors** P_{ref_MF} est F

Si $t > t_{c1}$ (t_{c2}) et $E_S < E_{S\,max}$ **alors**

$$P_{ref\_MB} = \frac{\Delta E_S}{\Delta t}$$

Finalement, il revient à dire que la puissance de référence du superviseur P_{ref_VE} va permuter entre deux valeurs : P_{ref_MF} et P_{ref_MB}. Mathématiquement cette action peut s'exprimer par [Eq. 4.11] :

$$P_{ref\_VE} = \begin{cases} P_{ref\_MF} \; si \; [min(T_a) < t \leq tc_1 \; et \; min(T_a) < t \leq tc_2 \,] \\ P_{ref\_MB} \quad si \; non \end{cases} \qquad \text{Eq. 4.11}$$

Où T_a est la fonction indiquant le temps d'arrivée des VE.

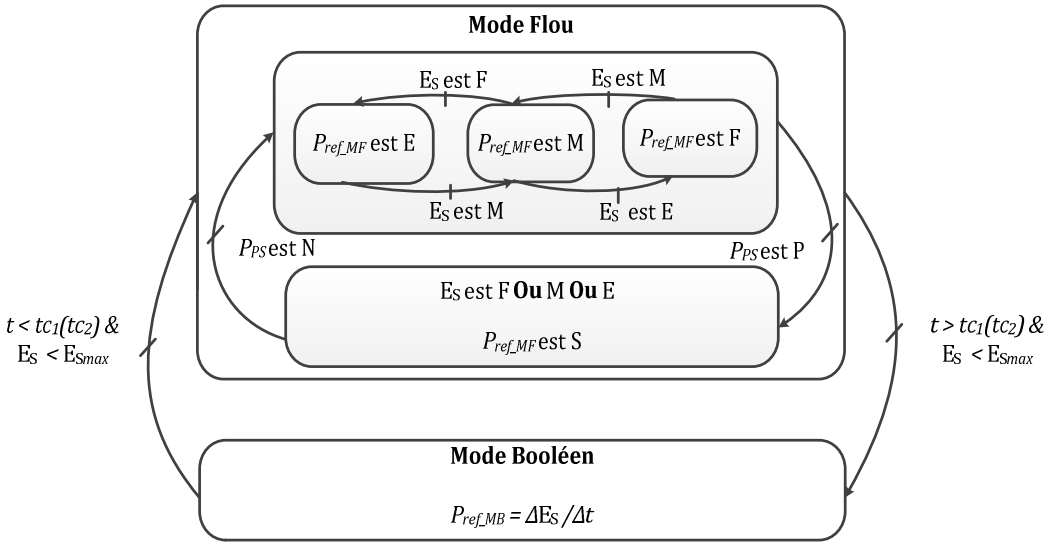


Figure 4.16 : Graphe opérationnel - SRD4.

Maintenant que les lois floues sont définies, il est possible de tracer les valeurs des grandeurs de sortie en fonction des grandeurs d'entrées sur la totalité de l'univers de discours. L'élaboration de cette surface caractéristique passe par le système d'inférence qui

va permettre le traitement numérique des différents opérateurs utilisés par la logique floue. Dans les travaux présentés dans ce chapitre, la méthode d'inférence *maxmin* est utilisée [118]. Ensuite, pour compléter ce traitement numérique, il est indispensable de transformer l'information floue en valeur déterminée. Ainsi, compte tenu des différentes méthodes existantes, la méthode la plus utilisée et ainsi retenue est celle du *centre de gravité* [118]. Finalement, le tracé de cette surface est exposé à la Figure 4.17. Il renseigne sur les valeurs données à la puissance de référence du mode flou.

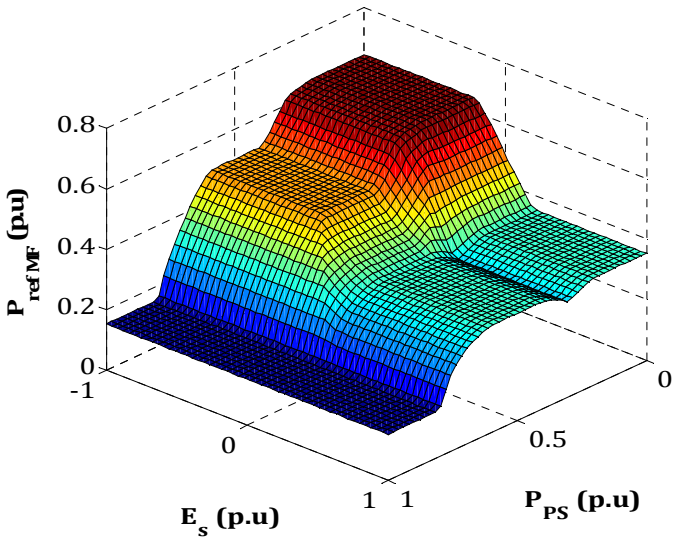


Figure 4.17 : Surface caractéristique du système flou - SRD4.

4.4.7 Evaluation de la performance du superviseur

4.4.7.1 Introduction

L'évaluation des performances du système de supervision développé selon les indicateurs identifiés précédemment nécessite un rappel des hypothèses et des scénarios d'étude. Dans un premier temps, un seul PS est retenu pour l'évaluation de la performance du superviseur. Pour ce faire, une sélection de scénarios a été faite en considérant différentes combinaisons des temps de charge et des heures d'arrivée. Ensuite, dans l'objectif de limiter le nombre de simulations plausibles, seule la recharge en mode normal 16A-230V est autorisée. Finalement, à partir de l'analyse des résultats de simulation, un scénario de référence sera fixé pour l'implémentation de l'algorithme d'optimisation. Le résultat final sera extrapolé sur l'ensemble des PS en vue d'évaluer la robustesse de la solution obtenue à l'horizon de 2020 et 2030.

4.4.7.2 Eléments et hypothèses du système étudié

Le cas d'étude servant d'exemple d'application est le PS_{13}. Ce poste comportera respectivement une puissance éolienne et photovoltaïque installée en 2020 de 62 MW et de 8,2 MW. En 2030, elles seront de l'ordre de 74 MW et 14,1 MW. La modélisation des profils de puissance de consommation ou de production est effectuée via l'exploitation des données de mesures réelles. Une normalisation des données a été réalisée en vue de recréer par extrapolation les scénarios de 2020 et de 2030. Un exemple de profil hebdomadaire « type » des courbes de consommation, de production éolienne/PV et des émissions CO_2 est relaté à la Figure 4.18. L'analyse des profils montrent qu'en week-end les consommations sont nettement plus basses et moins amples qu'en semaine. Ces effets sur la courbe de charge reflètent le comportement des consommateurs ordonné par leurs activités domestiques et professionnelles. Il en est de même pour les émissions de CO_2 qui demeurent quasi-proportionnelles à la consommation du PS_{13}. En revanche, les profils de production éolienne et photovoltaïque sont très aléatoires et dépendent principalement des conditions météorologiques.

Ensuite, en ce qui concerne les scénarios de charge des VE, ils sont décrits dans le Tableau 4.3. Ils présentent les moyennes et les écarts types retenus pour la modélisation de la courbe de charge des VE au travail et au domicile. Les distributions générées à partir du modèle développé dans le chapitre 2 sont montrées à la Figure 4.19. Les courbes de charges ont été réalisées en considérant un déploiement de 2700 VE (scénario 2030). Le but de cette approche est double : d'une part, elle va permettre d'évaluer l'impact de différents profils de charge sur le coût d'acheminement et d'autre part, elle servira à tester le comportement de la supervision vis-à-vis de ces différents profils. En revanche, suite au manque d'information sur le comportement des utilisateurs pendant les weekends et les jours fériés (~114 jours/an), l'étude ne considérera pas la charge des VE durant ces jours de l'année. Cette hypothèse demeure discutable.

Enfin, avant d'entammer les simulations, le Tableau 4.4 reprend les valeurs numériques des paramètres G_1, G_2, et G_3 nécessaires au réglage du système de supervision. Les gains G_1 et G_3 demeurent identiques pour les différénts scénarios de charge et ne changent qu'en fonction de l'année, tandis que G_2 varie en fonction de l'année étudié et du scénario de charge considéré.

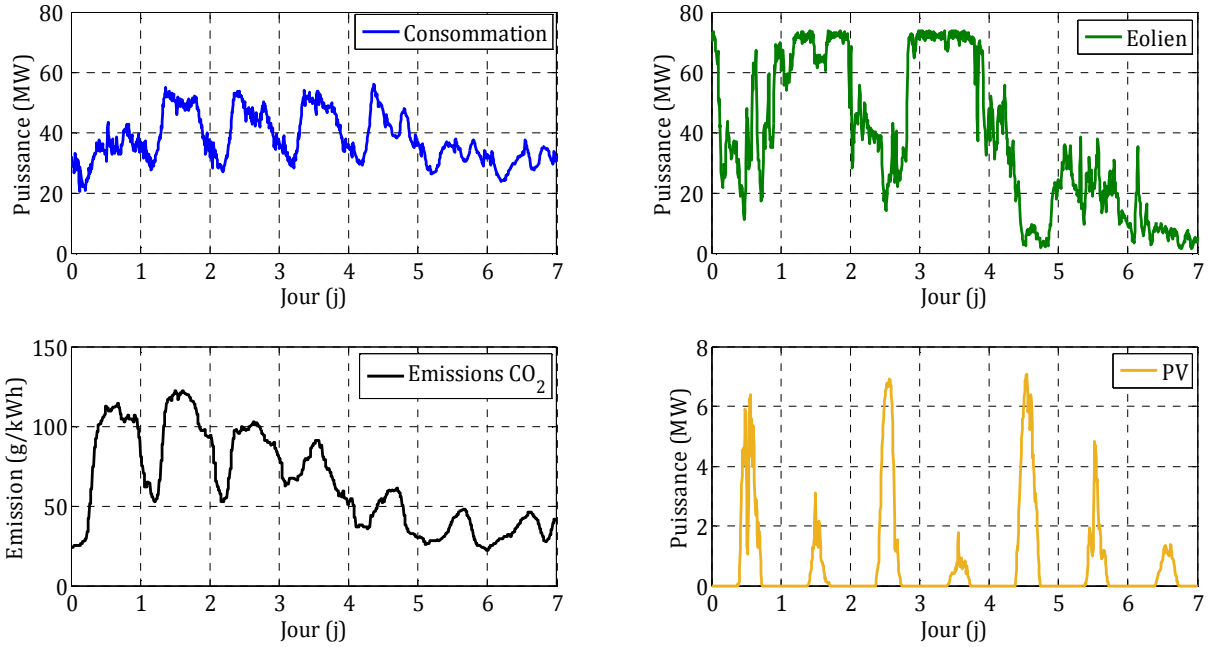


Figure 4.18 : Profil hebdomadaire des courbes de consommation, de production et d'émissions CO_2.

Tableau 4.3 : Caractéristiques des scénarios de charge des VE.

	Temps d'arrivée		Temps de recharge (h)	
	Moyenne (h) Domicile/travail	Ecart type (h) Domicile/travail	Moyenne (h) Domicile/travail	Ecart type (h) Domicile/travail
Scénario 1	18/8	0.5	2	0,5
Scénario 2	18,5/8,5	0.5	2	0,5
Scénario 3	19/9	0.5	2	0,5
Scénario 4	18,5/8,5	0,5	1,5	0,5
Scénario 5	18,5/8,5	0,5	2,5	0,5
Scénario 6	18,5/8,5	0,5	3,5	0,5

Tableau 4.4 : Paramètres de normalisation de la supervision - applciation PS_{13}.

Année		G2 (kWh^{-1})					
	Nombre de VE	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5	Scénario 6
2020	1200	$10,5.\ 10^{-5}$	$10,5.\ 10^{-5}$	$10,5.\ 10^{-5}$	$13,5.\ 10^{-5}$	$8,3.\ 10^{-5}$	$6,1.\ 10^{-5}$
2030	2700	$4,65.\ 10^{-5}$	$4,65.\ 10^{-5}$	$4,65.\ 10^{-5}$	$6.\ 10^{-5}$	$3,7.\ 10^{-5}$	$2,7.\ 10^{-5}$
		G1 (kW^{-1})			G3 (kW)		
2020	1200	$1,62.\ 10^{-5}$			4440		
2030	2700	$1,35.\ 10^{-5}$			9990		

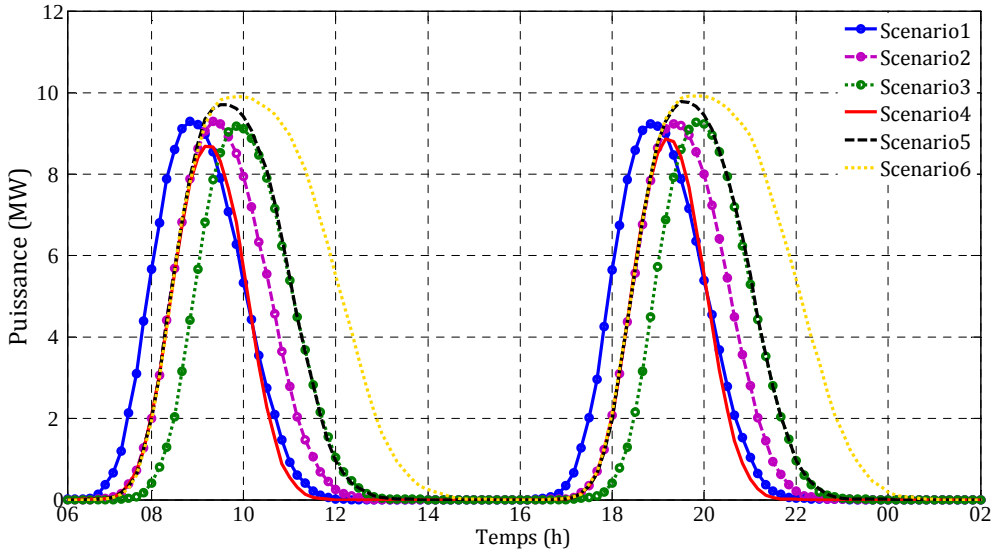


Figure 4.19 : Scénarios de charge des VE.

4.4.7.3 Synthèse des indicateurs

Les résultats de la simulation numérique ont été exploités et synthétisés en vue de présenter un bilan comparatif en considérant les différents scénarios de charge de VE pour les années 2020 et 2030.

De prime abord, les figures « Figure 4.20 - Figure 4.21 » illustrent le taux d'augmentation de la facture d'acheminement d'énergie sans et avec supervision. Ici, les résultats sont exprimés en valeurs relatives pour des raisons de confidentialité. Cependant, il serait judicieux de tenir informer le lecteur que le coût global est de l'ordre de quelques unités de millions d'euros et le delta-coût engendré par les VE est estimé à des dizaines de milliers d'euros voire quelques centaines. Ainsi, pour une première analyse, il ressort des résultats de simulation que l'impact le plus faible (+ 4,8% en 2020 et + 9,5% en 2030) et le plus élevé (8,0% en 2020 et 15,5 % en 2030) des VE sur le coût d'acheminement est respectivement imputé aux scénarios 4 et 6. Ce résultat prouve que la fonction coût est fortement influencée par le volume d'énergie consommée par les VE (la distance parcourue par les VE). De plus, lorsque plus de 50% des VE arrivent aux points de charge à 8h le matin et à 18h le soir (scénario 1), cela provoque de même un coût plus important comparé aux scénarios 2 et 3, malgré une demande d'énergie qualifiée de moyenne.

En revanche, par rapport à la simulation avec supervision, la réduction de la facture énergétique est moyennement estimée à 2,8% en 2020 et 5,3% en 2030. En rapportant cela au delta-coût généré par les VE, le gain moyen réalisé est de l'ordre de 45 %, que cela soit pour l'année de 2020 ou de 2030. Il est donc évident que le gain cumulé en euros est proportionnel au nombre de VE à piloter.

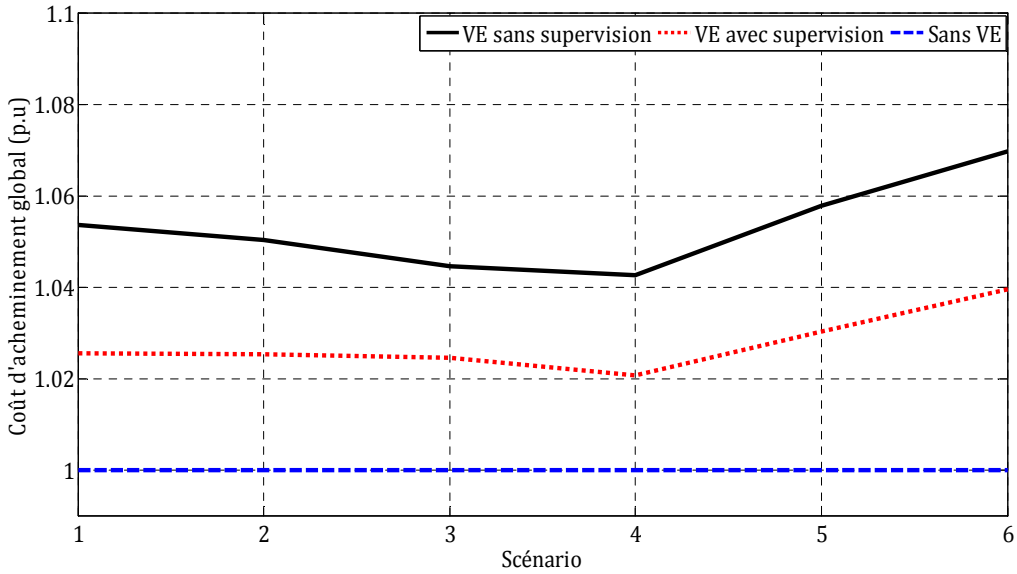


Figure 4.20 : Comparaison des coûts d'acheminement - année 2020.

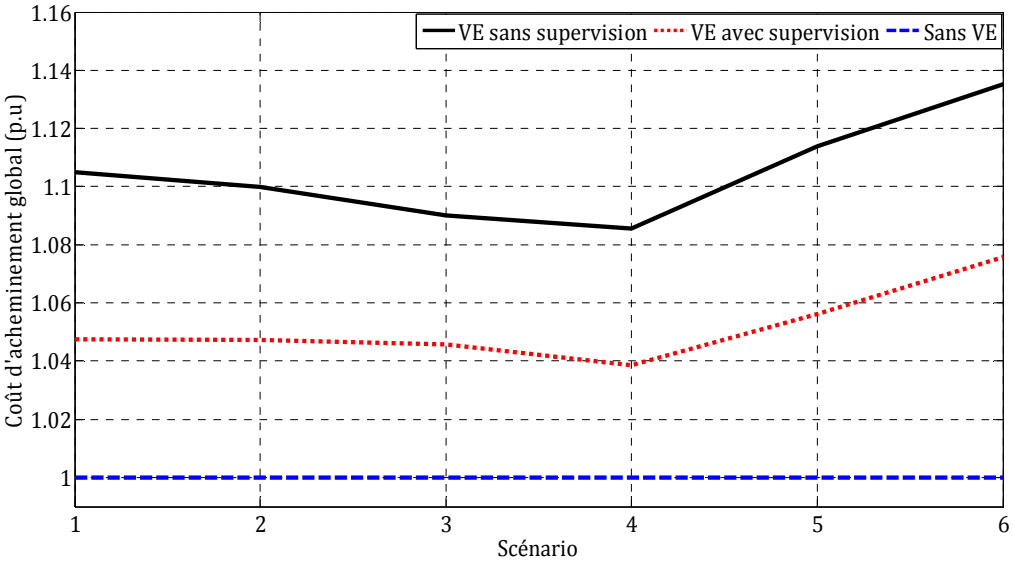


Figure 4.21 : Comparaison des coûts d'acheminement - année 2030.

Il faut rappeler ici, que le bilan financier a été établi en considérant des puissances souscrites optimales, c.-à-d. un meilleur compromis de l'ensemble abonnement-dépassements. Ce calcul a été réalisé a postériori, après obtention des courbes de charges avec et sans supervision de VE.

Le choix optimal de ses valeurs peut être donc rapporté à un problème d'optimisation avec contraintes. L'expression mathématique du problème est représentée dans l'encadré suivant.

$$f = \mathrm{Min}_{(P_{sc_i} \in N^*)} \left(k_i \times \sqrt{\sum_{t=1}^{T} \alpha \times (P_{PS}(t) - P_{sc_i})^2} + a_2 \times \left(k_1 \times P_{sc_1} + \sum_{i=2}^{5} k_i \times (P_{sc_i} - P_{sc_{i-1}}) \right) \right)$$

Minimiser f

Soumis à : $P_{sc_i} \leq P_{sc_{i+1}}$

Où :
f : fonction objectif.
k =1,2…… T.
T : temps de simulation. Il est égal à 52560, le nombre de points 10 minutes dans une année.
i : la période tarifaire.

La résolution du problème d'optimisation s'est faite en utilisant l'algorithme SQP (*Sequential Quadratique Programming*) proposé par la boite à outils *global optimization du* logiciel Matlab. Les valeurs optimales obtenues pour chacun des scénarios ont permis de conclure que pour tout i, $P_{sc\ i} = P_{sc\ i+1}$ (Figure 4.22 et Figure 4.23). Ce résultat demeure logique étant donné que la valeur maximale P_{sc1} doit être fixée pour la période de pointes (9h-11h et 18h-20h) en période d'hiver.

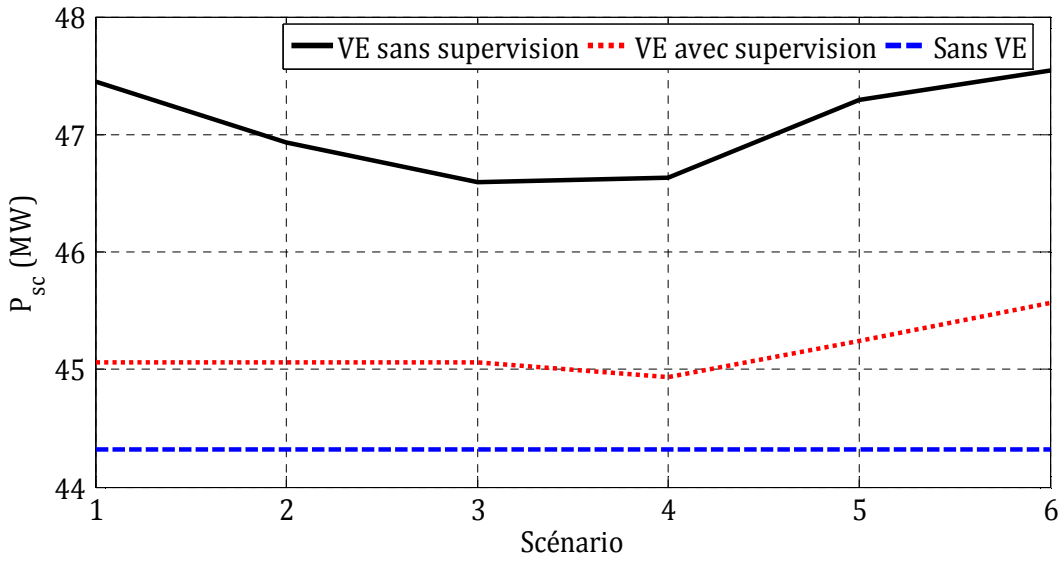


Figure 4.22 : Comparaison des puissances souscrites - scénario 2020.

Ainsi, tels qu'illustré aux figures « Figure 4.22 - Figure 4.23 », les scénarios les plus défavorables, 1 et 6, montrent qu'en cas d'intégration des VE démunis de gestion, un accroissement moyen de la valeur contractuelle de la puissance souscrite de 3,2 MW en 2020 et de 7,6 MW en 2030 est pressenti. Par conséquent, cela va respectivement se répercuter sur la part abonnement de la facture d'acheminement par une hausse de 62 et de 147 k€. En revanche, pour les mêmes scénarios (1 et 6), la supervision permettra pour les années de 2020 et de 2030 de minimiser la valeur contractuelle de P_{sc} de 2 (38 k€) à 2,3 MW (44 k€) et de 5 (100 k€) à 5,8 MW (108 k€). Il faut noter que cette comparaison tarifaire considère les tarifs de 2014 augmentés de 35% par interpolation linéaire (4.4.1).

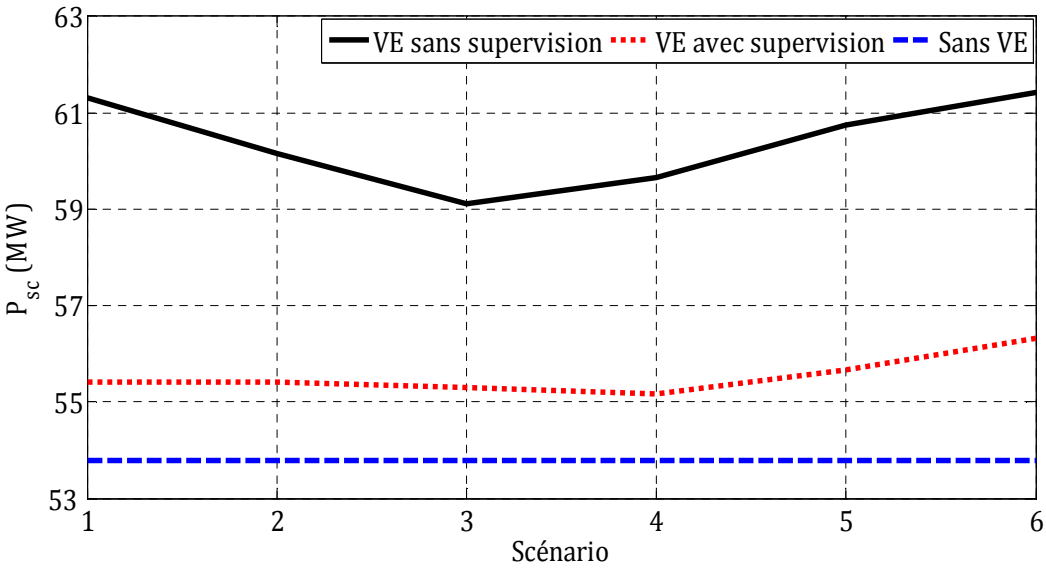


Figure 4.23 : Comparaison des puissances souscrites - scénario 2030.

Ensuite, afin d'évaluer les intérêts énergétiques et environnementaux du système de supervision, les figures « Figure 4.24 - Figure 4.25 » dressent respectivement un bilan de l'énergie éolienne maximisée par autoconsommation et des émissions CO_2 générées par la recharge des VE. En effet, comme relaté à la Figure 4.24, le taux de maximisation de la consommation locale de la production éolienne est plus intéressant lorsque les VE sont plus déchargés. Ainsi, en considérant le scénario 6 pour l'année 2020, la supervision amène le volume d'énergie maximisé de 1700 à 2300 MWh, soit une augmentation de 7,15%. En rapportant cela aux besoins énergétiques annuels des VE, il revient de dire qu'en 2020, 340 VE (28,3 %) seront rechargés par une énergie dite *« verte ».* En revanche, lorsqu'une moyenne est établie sur l'ensemble des scénarios, le nombre de VE passe de 340 à 300 (240 VE sans supervision). Pareillement, en 2030, le constat reste le même : le gain en autoconsommation est valorisé par le système de supervision et est augmenté de 6,4%, soit 665 VE rechargés par une énergie éolienne.

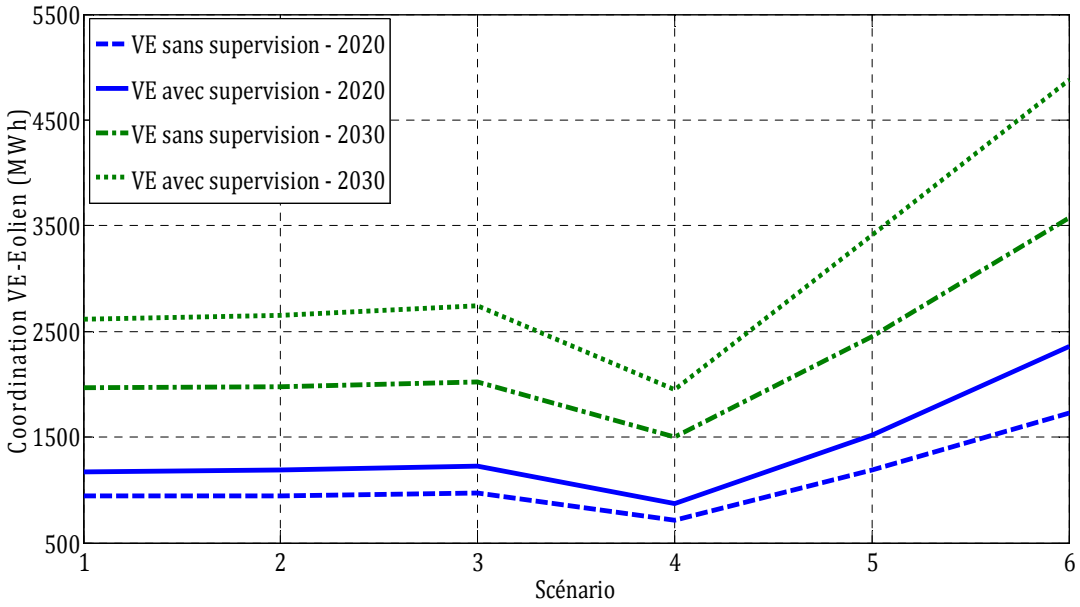


Figure 4.24 : Bilan comparatif de la coordination VE-éolien.

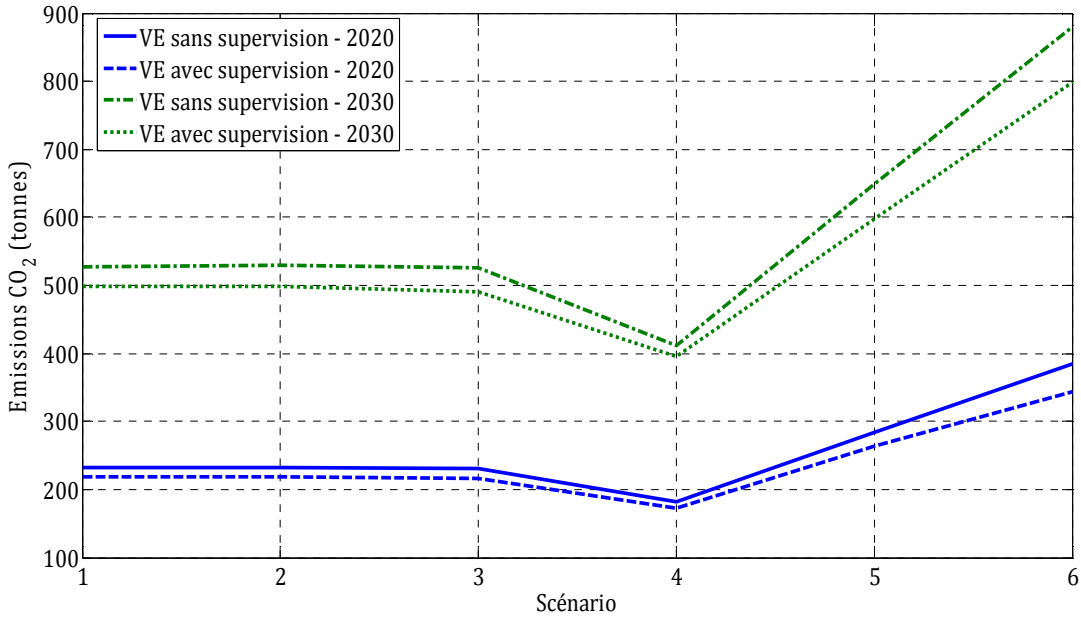


Figure 4.25 : Bilan comparatif des émissions de CO_2 générées par la charge des VE.

Enfin au regard du bilan des émissions CO_2 présenté à la Figure 4.25, il a été également constaté que le scénario 6 demeure le plus défavorable avec une quantité générée de 384 tonnes en 2020, et qui s'élèvera à 880 tonnes en 2030. En revanche, la supervision amène une réduction moyenne de 10%. En résumé, tous scénarios confondus, en 2020, la recharge d'un seul VE via la stratégie développée générera en moyenne 198 kg/an au lieu de 215 kg/an. Ce résultat reste relatif d'une part aux

données des émissions CO_2 de l'année 2013 et d'autre part à la considération d'un taux d'émissions d'énergie renouvelable estimé à 5 g/kWh [126].

Pour la suite des travaux, le scénario 2 est sélectionné comme étant le cas le plus représentatif d'une réalité future. Il va permettre parallèlement de compléter le développement du superviseur, en introduisant la couche d'optimisation et de vérifier sa robustesse vis-à-vis de l'ensemble des PS.

Dans un premier temps, pour identifier les limites de la solution proposée jusqu'à présent « superviseur empirique », une analyse des profils de puissance du PS_{13} est exposée et porte sur deux profils types : le premier est dénommé « jour 1 », où le PS_{13} est majoritairement en situation de refoulement (injection de puissance éolienne au réseau de transport), quant au second appelé « jour 2 » montre l'état du PS_{13} en situation de soutirage. Les profils de puissance résultants sont respectivement exposés aux figures « Figure 4.26 - Figure 4.27 ».

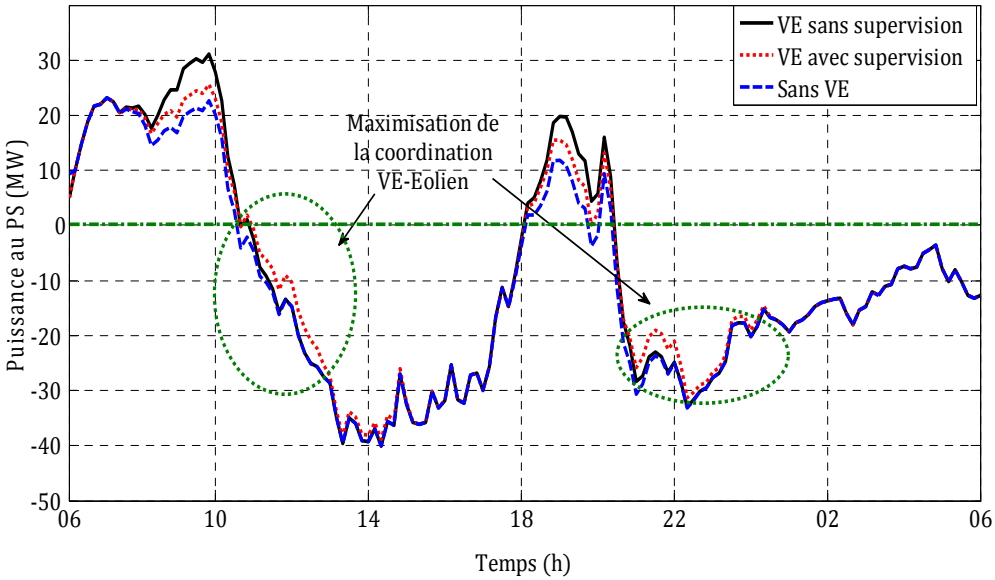


Figure 4.26 : Puissance au PS_{13} : sans VE, VE avec et sans supervision - jour 1.

Ainsi comme indiqué sur la Figure 4.26, l'action induite par le superviseur permet de déplacer une partie de la charge des VE depuis les heures de pointes 9h-11h et 18h-20h vers les moments de refoulement de l'énergie éolienne sur le réseau. En revanche, en observant le profil de puissance, le volume d'énergie éolienne en surplus est potentiellement suffisant pour assurer la recharge complète de l'ensemble des VE, que cela soit pour la recharge au travail ou au domicile. D'autre part, sur la Figure 4.27, malgré un lissage de la charge des VE entre 9h et 12h, le report de charge opéré se traduit par un dépassement de la puissance souscrite entre 12h et 14h.

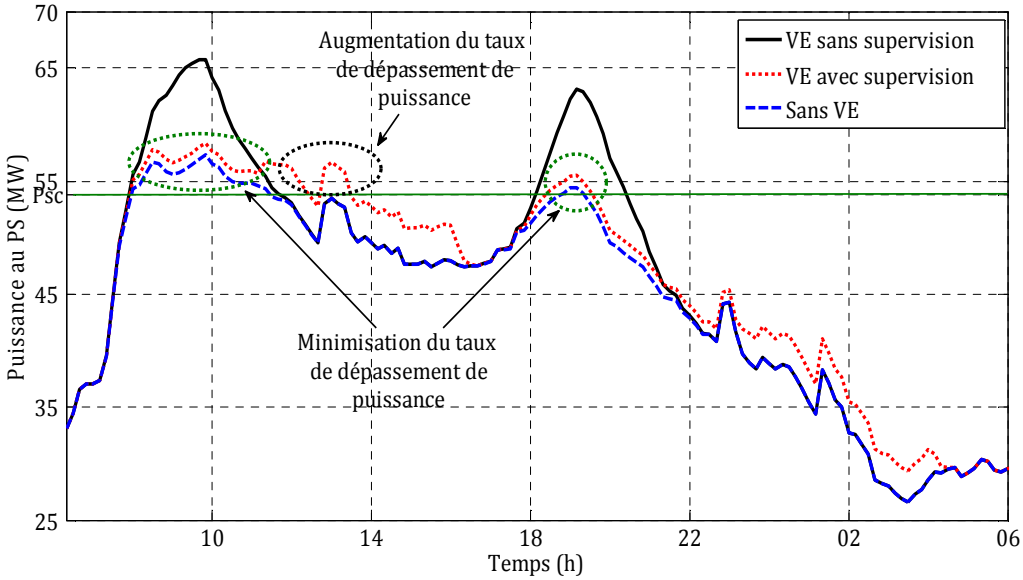


Figure 4.27 : Puissance au PS_{13} : sans VE, VE avec et sans supervision - jour 2.

Ainsi, pour une meilleure visibilité du comportement dynamique du superviseur, la Figure 4.28 compare le profil de charge des VE sans et avec supervision. L'évolution de l'énergie stockée dans les VE est aussi montrée à la Figure 4.29. Cette dernière prouve la parfaite adaptation du superviseur à la contrainte imposée par l'utilisateur au GRD « recharge complète des VE avant le départ ». En conclusion, pour remédier aux imperfections causées par le superviseur, un algorithme génétique sera implémenté pour un meilleur réglage des paramètres influents sur la performance du superviseur.

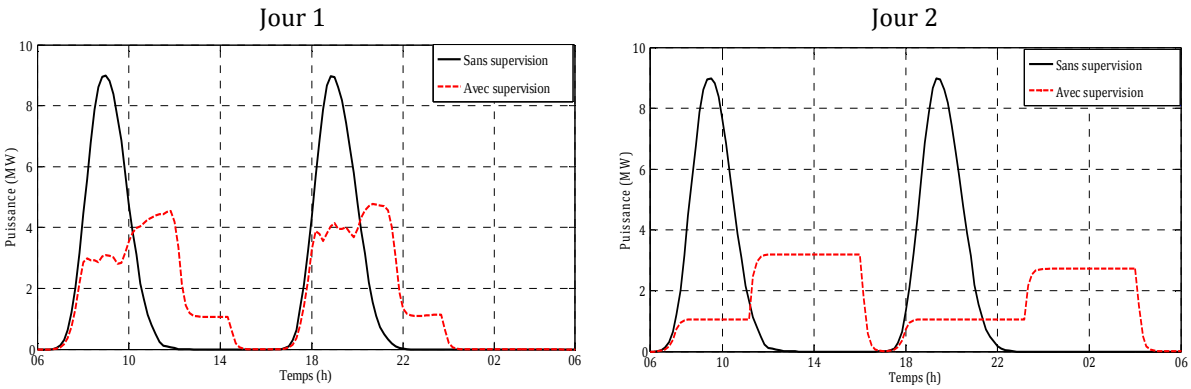


Figure 4.28 : Profils de charge des VE avec et sans supervision.

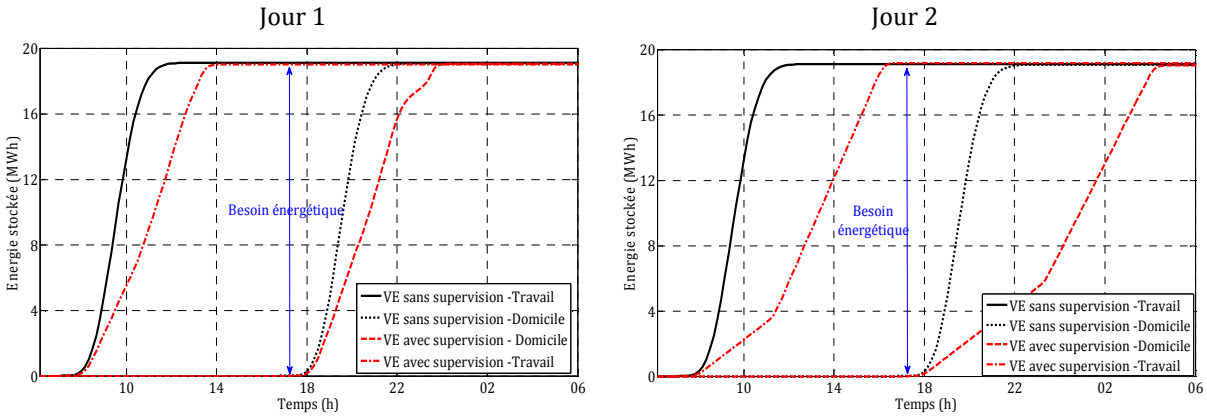


Figure 4.29 : Evolution de l'énergie stockée dans les VE avec et sans supervision.

4.4.8 Optimisation du système de supervision par AG

4.4.8.1 Formulation de la fonction objectif

Pour rappel, les algorithmes génétiques (AG) sont des méthodes métaheuristiques qui procèdent de façon stochastique à l'optimisation d'une *fonction objectif*. Leur évolution vers la solution optimale est entrainée par un ensemble d'opérations inspirées de la biologie telles que la génération d'une population, la sélection, le croisement, la mutation, etc. Comme précisé dans la section précédente, l'AG a pour objectif de trouver simultanément l'emplacement optimal des points caractéristiques des FA et les valeurs optimales des gains et des paramètres du mode booléen, tout en conservant la logique de conception du système de supervision. Cela dit, cette phase d'optimisation est effectuée en hors ligne moyennant les profils annuels de puissance. La formulation de la *fonction objectif* [Eq. 4.12] n'est d'autre que l'équation de la fonction coût [Eq. 4.1].

$$f_{obj} = min\left(a_2 \times P_{sc\ pondérée} + \sum_{i=1}^{5} d_i \times E + \sum_{i=1}^{12} CMDPS\right) \qquad \text{Eq. 4.12}$$

La valeur de f_{obj} va dépendre principalement de la performance des modes MF et MB. D'une part, le MF s'appuie sur l'ajustement des 8 FA (Figure 4.13, Figure 4.14 et Figure 4.15) et les valeurs des gains G_1 et G_3 et d'autre part, la performance du MB est fonction des paramètres $\Delta t_{travail}$ et $\Delta t_{domicile}$. Le gain G_2 n'est pas considéré comme un paramètre influent étant donné qu'il est associé au besoin énergétique global des VE. Par conséquent, le rassemblement de ces paramètres va composer un individu (I) de l'AG.

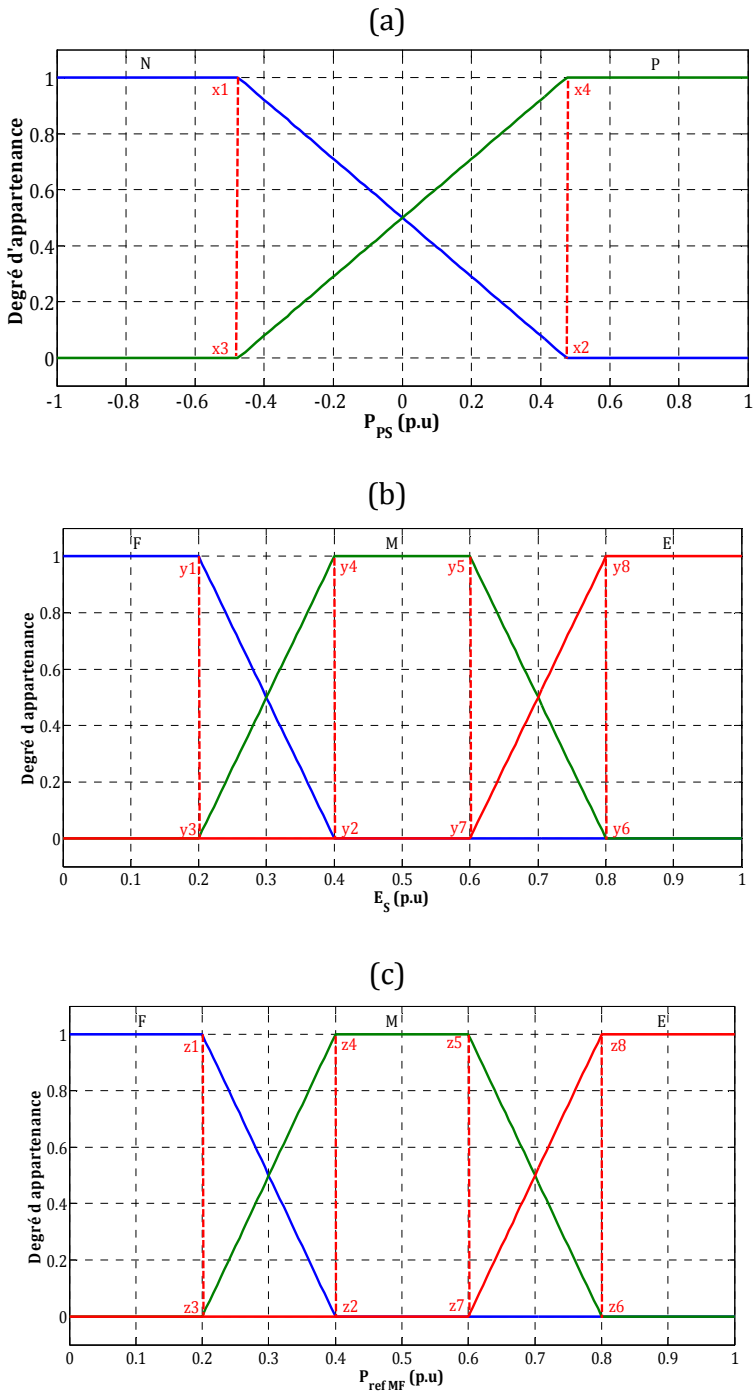


Figure 4.30 : Paramètres caractéristiques des FA des variables P_{PS} (a), E_S (b) et P_{ref_MF} (c).

Toutefois, afin de garantir une meilleure convergence vers une solution optimale, l'hypothèse sur la symétrie des FA introduite en début de développement du superviseur

sera ainsi abandonnée. En effet, pour garantir la faisabilité des solutions proposées par l'AG, deux contraintes seront imposées aux FA :

- *Contrainte d'égalités* [Eq. 4.13] : elles sont introduites afin d'assurer une partition floue.

$$\begin{cases} x_1 = x_3 \,;\, x_2 = x_4 \\ y_1 = y_3 \,;\, y_2 = y_4 \,;\, y_5 = y_7 \,;\, y_6 = y_8 \\ z_1 = z_3 \,;\, z_2 = z_4 \,;\, z_5 = z_7 \,;\, z_6 = z_8 \end{cases} \qquad \text{Eq. 4.13}$$

- *Contraintes d'inégalités* [Eq. 4.14] : elles ont pour rôle d'éviter un chevauchement des FA (Figure 4.31).

$$\begin{cases} x_1 < x_2 \\ y_1 < y_2 \,;\, y_5 < y_6 \\ z_1 < z_2 \,;\, z_5 < z_6 \end{cases} \qquad \text{Eq. 4.14}$$

Les variables x, y et z définissant le système de contraintes sont graphiquement montrées à la Figure 4.30. Ainsi, à travers la contrainte d'égalité imposée aux FA, le nombre de paramètres à optimiser est donc réduit à 14 au lieu de 24. Au final, un individu I de l'AG sera représenté par : I = {x_1, x_2, y_1, y_2, y_5, y_6, z_1, z_2, z_5, z_6, G_1, G_3, $\Delta t_{travail}$, $\Delta t_{domicile}$}.

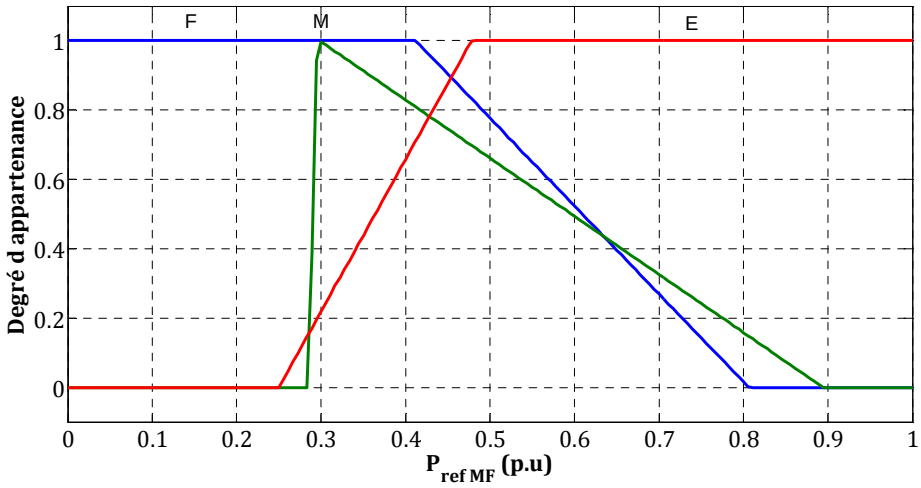


Figure 4.31 : Exemple de chevauchement des FA de P_{ref_MF}.

4.4.8.2 Implémentation de l'algorithme d'optimisation

La mise en œuvre de l'AG est construite en cinq étapes : tout d'abord, une population d'individus est générée selon un processus aléatoire. Chacun des individus est composé de 14 paramètres satisfaisant les contraintes. Ensuite, chaque individu est évalué selon le critère d'évolution (f_{obj}). Dans une troisième étape, un processus de sélection est appliqué à la population en se basant sur la valeur de f_{obj}. Dans ce cadre, une sélection hybride a été utilisée impliquant l'élitisme et la sélection par tournoi ; la première permet de retenir les meilleurs individus et la seconde assure la diversité de la population [112]. Enfin, les individus sélectionnés seront modifiés par croissement et mutation afin de recréer une nouvelle génération. Cette dernière subit le même processus, et l'algorithme s'arrête lorsqu'un nombre maximum de générations a été produit.

Le principe d'implémentation de l'algorithme génétique dans le système de supervision est relaté à la Figure 4.32 et les paramètres de réglage mis en œuvre sont énumérés dans le Tableau 4.5.

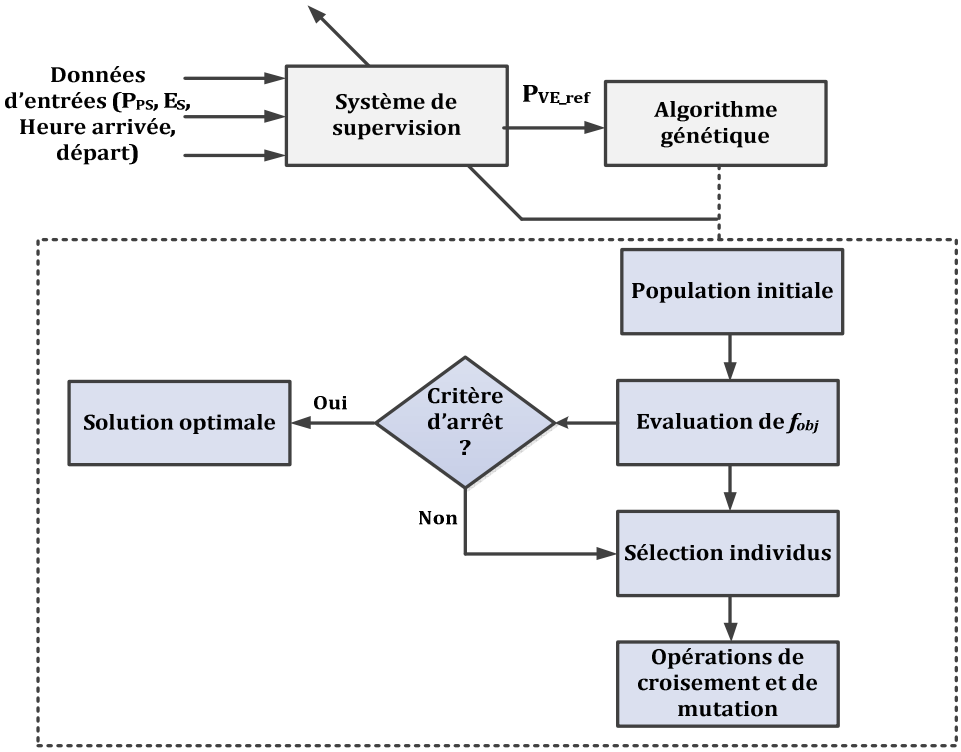


Figure 4.32 : Principe d'implémentation de l'AG dans le système de supervision.

Enfin, il convient de définir les limites inférieures et supérieures des variables à optimiser afin d'accélérer la convergence en ne choisissant que les valeurs faisables

appartenant à ces bornes. Dans le cas élaboré, les contraintes sur les limites sont recensées dans le Tableau 4.6.

Tableau 4.5 : Paramètres de réglage de l'AG.

Taille de la population	30
Nombre de génération	50
Sélection	Elitisme: 10 ; tournoie: 15
Probabilité de croisement	75 %
Probabilité de mutation	5 %

Tableau 4.6 : Limites inférieures et supérieures des variables d'optimisation - SRD4.

Variable	x_1	x_2	y_1	y_2	y_5	y_6	z_1	z_2	z_5	z_6	G_1 (kW^{-1})	G_3 (kW)	$\Delta t_{travail}$ (h)	$\Delta t_{domicile}$ (h)
Valeur empirique	-0,47	0,47	0,2	0,4	0,6	0,8	0,2	0,4	0,6	0,8	1,35. 10^{-5}	4995	6	7
Limites inférieures	-0,99	-0,95	0,01	0,05	0,20	0,30	0,01	0,05	0,20	0,30	2,78. 10^{-5}	2497	3	3
Limites supérieures	0,99	0,95	0,30	0,50	0,80	0,90	0,30	0,5	0,80	0,90	1,25. 10^{-5}	7492	6	7

4.4.8.3 Résultats de simulation

La résolution de la *fonction objectif* s'est appuyée d'une part sur le logiciel Matlab/Simulink associé aux boites à outils *fuzzy logic* et *global optimization et* d'autre par sur des profils de puissances annuels (scénario 2, année 2030) afin de garantir une meilleure solution pour les différents profils de consommation et de production (scénario favorable et défavorable). L'évolution vers la solution « *optimale* » est relatée à la Figure 4.33, avec une comparaison entre la meilleure valeur de la *fonction objectif* et de la moyenne de cette fonction pour l'ensemble des individus. Les résultats obtenus pour la première génération correspondant à celle de la population initialisée. Le Tableau 4.7 mentionne les valeurs obtenues pour le meilleur individu moyennant les paramètres de réglages des FA, les valeurs des gains et des paramètres du MB. De même, une comparaison des surfaces (3-D) floues empiriques et optimisées est donnée à la Figure 4.34. Celles-ci représentent les valeurs de sortie du MF en fonction des valeurs d'entrées. La nouvelle forme géométrique générée par l'AG montre simultanément l'intérêt de la phase optimisation et la difficulté pour un expert d'ajuster les FA pour obtenir une meilleure performance du système. Il est ainsi constaté que pour réduire la valeur de f_{obj} de 1,048 à 1,033, une interdiction de la recharge des VE en période de soutirage en heures de pointes a été préconisée (Figure 4.34). De plus, la maximisation de la recharge des VE en période de

refoulement est plus privilégiée quand E_s est à niveau faible et moyen. Cette action est assurée simultanément par les FA et les valeurs de G_1 et G_3.

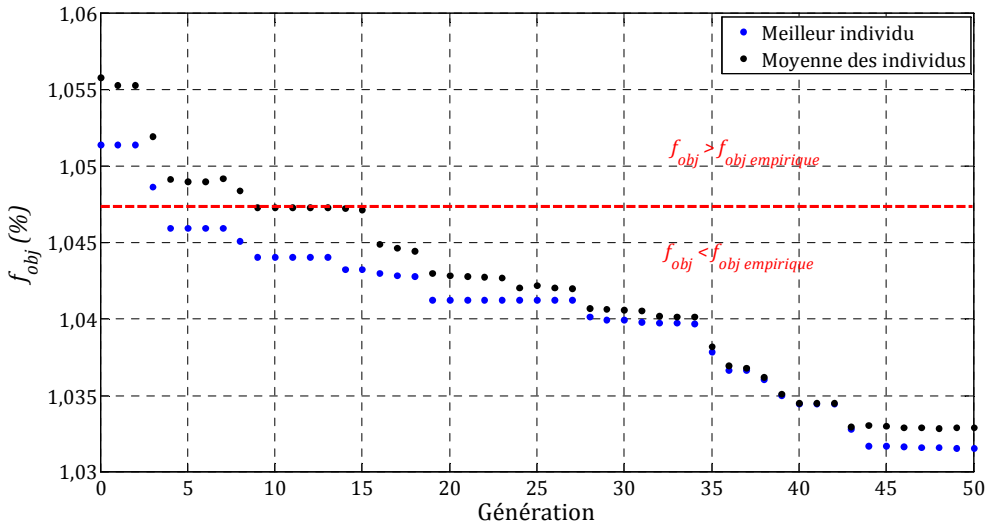


Figure 4.33 : Evolution de la valeur de f_{obj}.

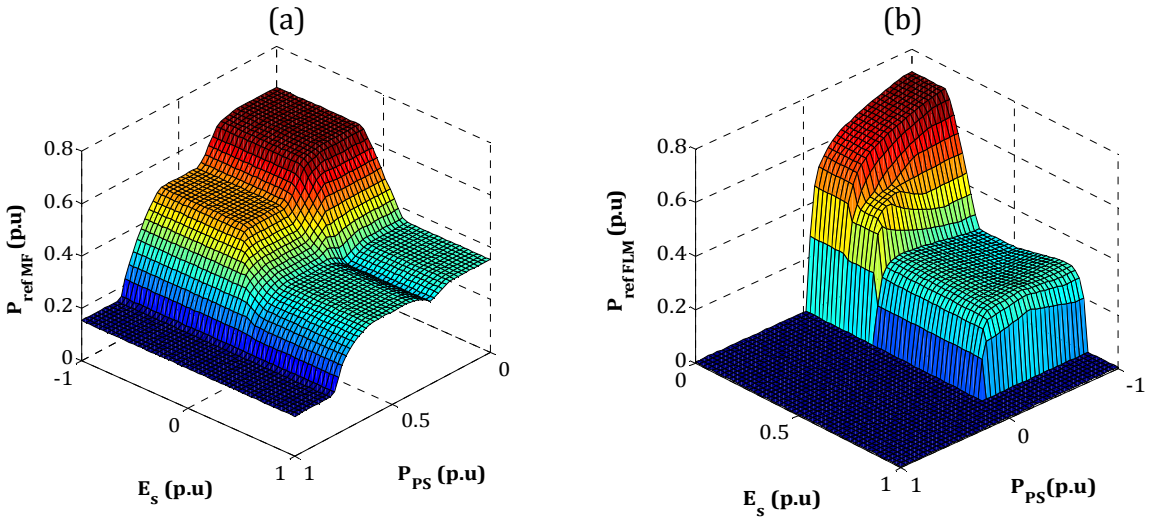


Figure 4.34 : Comparaison des surfaces floues : (a) empirique (b) optimisée - SRD4.

Tableau 4.7 : Valeurs de réglage optimisées des paramètres du système de supervision.

Variable	x_1	x_2	y_1	y_2	y_5	y_6	z_1	z_2	z_5	z_6	G_1	G_3	$\Delta t_{travail}$	$\Delta t_{domicile}$
Valeur numérique	-0,93	-0,43	0,17	0,32	0,50	0,85	0,014	0,018	0,23	0,70	$2,5.10^{-5}$	14270	3,5	4

Ensuite, afin de quantifier la performance des deux systèmes de supervision, les tableaux « Tableau 4.8 - Tableau 4.9 » dressent un bilan comparatif propre à chaque indicateur. Il ressort du Tableau 4.8, que l'application de l'algorithme d'optimisation au système de supervision initiale offre un gain financier supplémentaire de 1,5 %. En ramenant cela aux coûts d'acheminements associés à l'intégration des VE, il revient de dire que le coût de la recharge des VE est réduit à 31 % au lieu de 47%, soit un gain complémentaire de 16%. Ce gain est justifiée en partie par la diminution de la valeur de la P_{sc} de 1050 kW, ce qui octroie une plus-value de 20 k€. Par ailleurs, suivant les valeurs indiquées dans le Tableau 4.9 une incrémentation de l'énergie éolienne consommée par les VE est réalisée. Celle-ci correspond à 1255 MWh, soit le besoin énergétique moyen annuel d'environ 310 VE. Cette optimisation a permis également de minimiser la quantité de CO_2 générée par la recharge des VE de 100 tonnes. Relativement au scénario 2 (trajet ~ 30-35 km), la distance moyenne parcourue annuellement par un VE hors weekend et jours fériés en zone rurale est estimée à 16500 km, ce qui permet de conclure qu'en associant l'optimisation au système de supervision, les émissions de CO_2 diminuent à 8,97 g/km au lieu de 11,80 g/km en cas de recharge dépourvue de gestion.

Tableau 4.8 : Bilan comparatif des coûts d'acheminement sans et avec optimisation-2030.

Cas	P_{sc} (kW)	Coût d'abonnement (k€)	Coût total (p.u)
Sans VE	53777	1040	1,00
VE sans supervision	60155	1163	1,10
VE avec supervision empirique	55150	1066	1,048
VE avec supervision optimisée	54100	1046	1,033

Tableau 4.9 : Bilan global des taux de coordination VE-éolien et des émissions CO_2 sans et avec optimisation (2030) - SRD4.

Cas	Coordination VE-Eolien (MWh)	Quantité de CO_2 générée (tonnes)
VE sans supervision	1975 (18,05 %)	526
VE avec supervision empirique	2655 (24,25 %)	500
VE avec supervision optimisée	3910 (35,70 %)	400

Maintenant, reprenant de nouveau les courbes de charges relatives aux jours 1 (Figure 4.35) et 2 (Figure 4.36) définies précédemment et en exposant les trois cas élaborés : sans et avec une supervision empirique et optimisée. Il est ainsi démontré dans la Figure 4.35, que la quasi-totalité de la charge des VE est couverte par la production éolienne contrairement au cas « supervision empirique ». De plus, une minimisation du taux de dépassement de P_{sc} est réalisée entre 08h00 et 14h00 et 18h00-19h00. Une maximisation de la recharge des VE au domicile en période d'heures creuses (23h-07h00) est également effectuée. Le tout s'est effectué en assurant que l'ensemble des VE atteignent l'état de pleine

charge aux heures de départ (Figure 4.38). Une illustration des profils de charge des VE résultants à cet effet est donnée à la Figure 4.37.

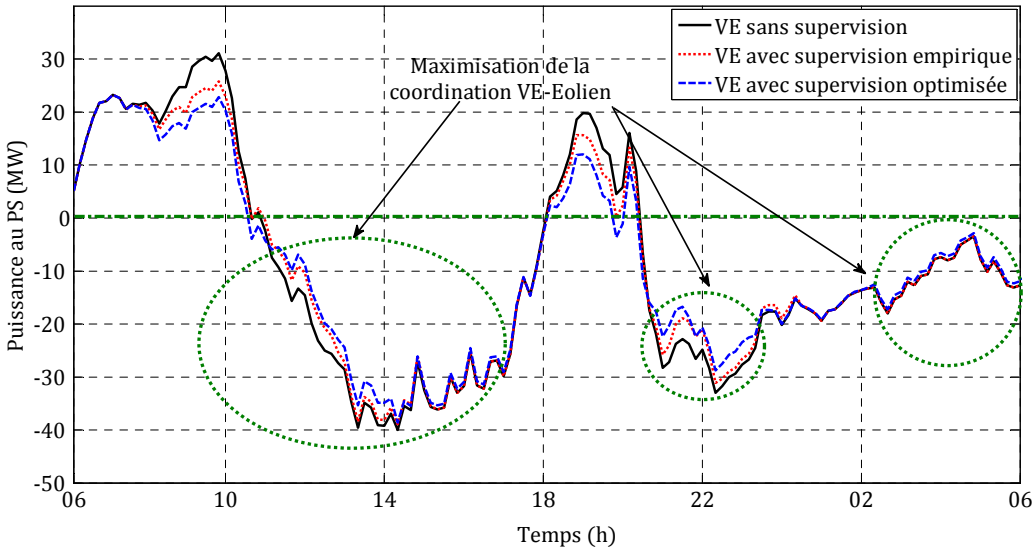


Figure 4.35 : Puissance au PS_{13} : sans VE, VE avec et sans supervision - jour 1.

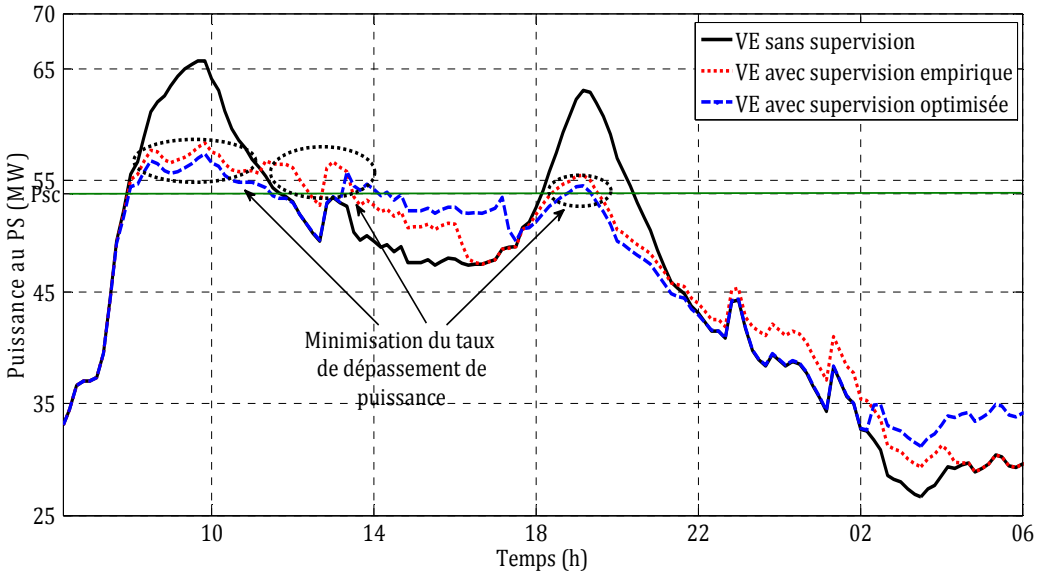


Figure 4.36 : Puissance au PS_{13} : sans VE, VE avec et sans supervision - jour 2.

Enfin, avant de clôturer l'étude sur le service SRD4, il serait judicieux d'évaluer la performance du superviseur final sur l'ensemble des PS afin de juger sa robustesse. A cet égard, la partie suivante dressera un bilan comparatif des indicateurs de performances accompagné d'une analyse des résultats numériques.

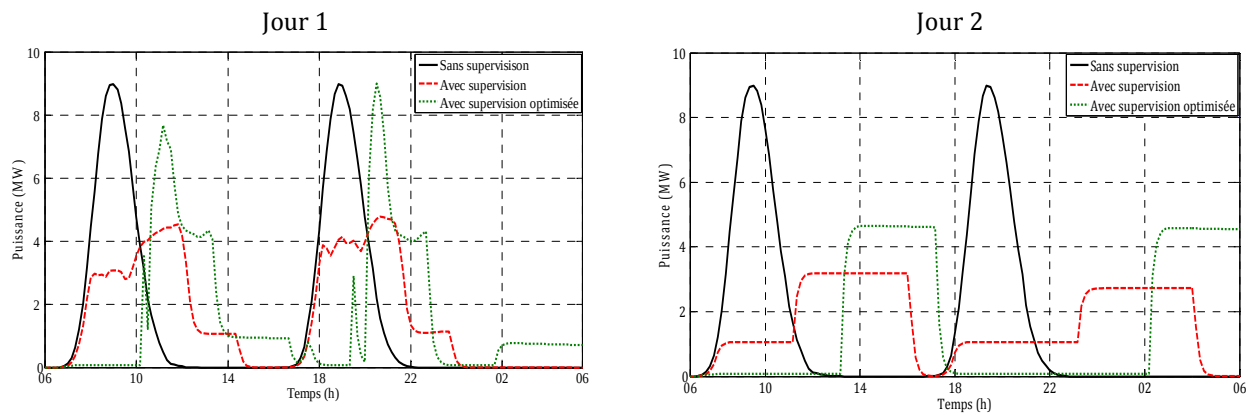


Figure 4.37 : Profils de charge des VE avec et sans supervision.

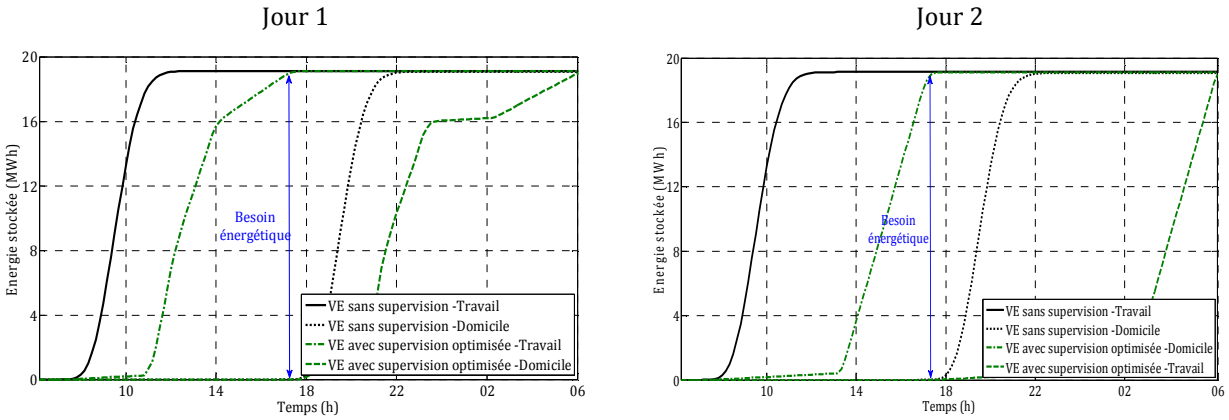


Figure 4.38 : Evolution de l'énergie stockée dans les VE avec et sans supervision optimisée.

4.4.9 Extrapolation à grande échelle

Avant de procéder à l'analyse du comportement du superviseur à l'égard des autres PS, il est essentiel de réadapter les valeurs des gains de normalisation. D'une part, G_1 et G_3 seront fixés par pondération à l'aide des valeurs empiriques et optimisés définies précédemment, et d'autre part, G_2 va demeurer dépendant du besoin énergétique requis par les VE. Littéralement, ils peuvent être formulés respectivement par [Eq. 4.15] - [Eq. 4.17] :

$$G_1(PS_i) = \frac{1}{P_{éolien}(PS_i)} \times \frac{G_{1\ optimisé}(PS_{13})}{G_{1\ empirique}\ (PS_{13})} \qquad \text{Eq. 4.15}$$

$$G_3(PS_i) = Nb_{VE}(PS_i) * P_{VE} \times \frac{G_{3\ optimisé}(PS_{13})}{G_{3\ empirique}\ (PS_{13})} \qquad \text{Eq. 4.16}$$

$$G_2(PS_i) = \frac{1}{E_{Smax}(PS_i)} = \sum_{k=1}^{Nb_{VE}\ (PS_i)} \left(1 - SoC_i\ (k)\right) \times C_n(k)\ avec\ 0 \leq SoC_i < 1 \qquad \text{Eq. 4.17}$$

Avec $P_{éolien}$ (PS_i) : la puissance éolienne installée au PS_i et $Nb_{VE}(Ps_i)$: le nombre de VE autorisés à se connecter aux points de charge travail ou domicile du PS *i*.

Désormais, il est possible de valider par simulation numérique le modèle de supervision développé. Ainsi, les résultats des coûts d'acheminement sans et avec supervision générés à partir des mesures des courbes de charges sont relatés à la Figure 4.39. À l'instar de la section précédente, que cela soit pour l'année de 2020 ou de 2030, la supervision permet de minimiser considérablement les coûts associés à l'intégration des VE au niveau des PS.

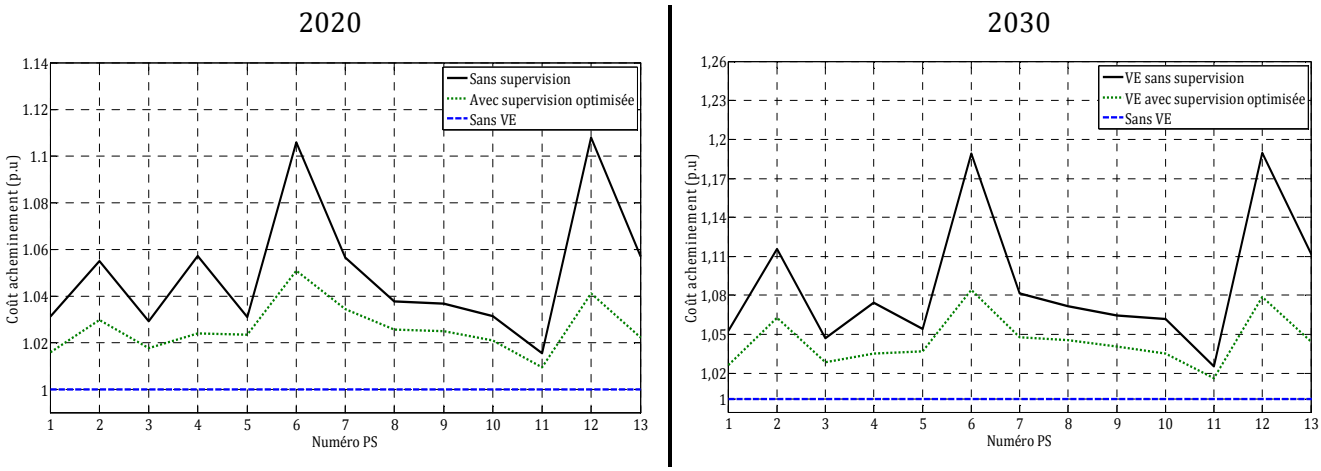


Figure 4.39 : Synthèse comparative des coûts d'acheminement d'énergie de l'ensemble des PS (2020-2030).

En fonction du nombre de VE connectés au PS, ou autrement dit le volume d'énergie à piloter, le gain financier peut varier entre 0,6 % et 6,7 % en 2020, voire entre 0,9% et 11% en 2030. A titre d'exemple, au niveau des postes sources 6 (1050 (travail) /3000 (domicile) - 2020, 1900 (travail) /5000 (domicile) - 2030) et 12 (800 (travail) /800 (domicile) - 2020, 1600 (travail)/1600 (domicile)-2030), la gestion de la charge des VE affiche respectivement une baisse quantifiée de 5,5 % et de 6,7% en 2020, et qui voit sa valeur diminuée respectivement à 10,5 % et à 11% en 2030. Statistiquement parlant, la supervision permettra au GRD de diminuer en moyenne sa facture énergétique de 2,6 % en 2020 et de 4,5 % en 2030. Ces valeurs correspondent respectivement à 45,7% et 47,7% des coûts d'acheminement alloués à la charge seule des VE. De plus, en se référant à la Figure 4.40,

cinq PS demeurent potentiellement intéressants pour la supervision des charges des VE, à savoir le PS 2, 4, 6, 12 et 13. Ce constat est dû en grande partie à la forte présence des VE sur ces PS ; plus de 50% du parc VE. De même, la maximisation de la charge des VE pendant les heures creuses a eu des répercussions positives sur les pointes de puissance provoquant ainsi une baisse de la valeur contractuelle des P_{sc} et donc du coût de la fonction abonnement-dépassements (Figure 4.41). D'autre part, cela va conduire simultanément à une réduction des pertes d'énergie et des coûts d'investissements et de renforcement prévus. A ce point d'analyse, les résultats obtenus ont témoigné ainsi de la robustesse du superviseur développé.

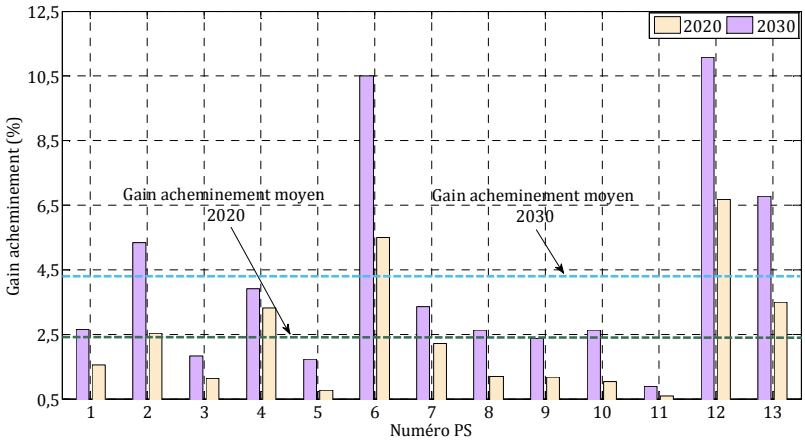


Figure 4.40 : Bilan des gains financiers en termes d'acheminement d'énergie (2020-2030).

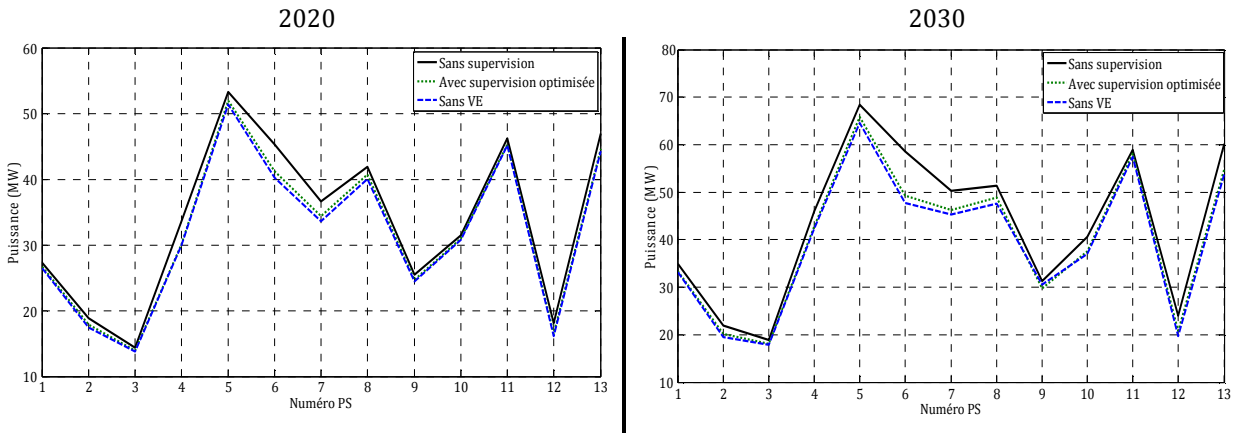


Figure 4.41 : Synthèse comparative des valeurs de puissance souscrite (2020-2030).

Afin de confirmer l'hypothèse sur la robustesse et de mettre en exergue l'adaptabilité de la supervision à différents scénarios de consommation et de production, un exemple de courbes de charges des PS « 6 » et PS « 12 » est relaté à la Figure 4.42. D'une part, l'analyse réalisée sur la courbe de charge du PS « 6 » montre que la supervision lisse la

charge des VE en heures de pointes pour la réenclencher en heures creuses en évitant ainsi un accroissement du taux de dépassements de P_{sc}. D'autre part, la comparaison des courbes de charges du PS « 12 » illustre l'apport de la supervision pour la maximisation de l'autoconsommation en couvrant plus de 90% des besoins énergétiques des VE.

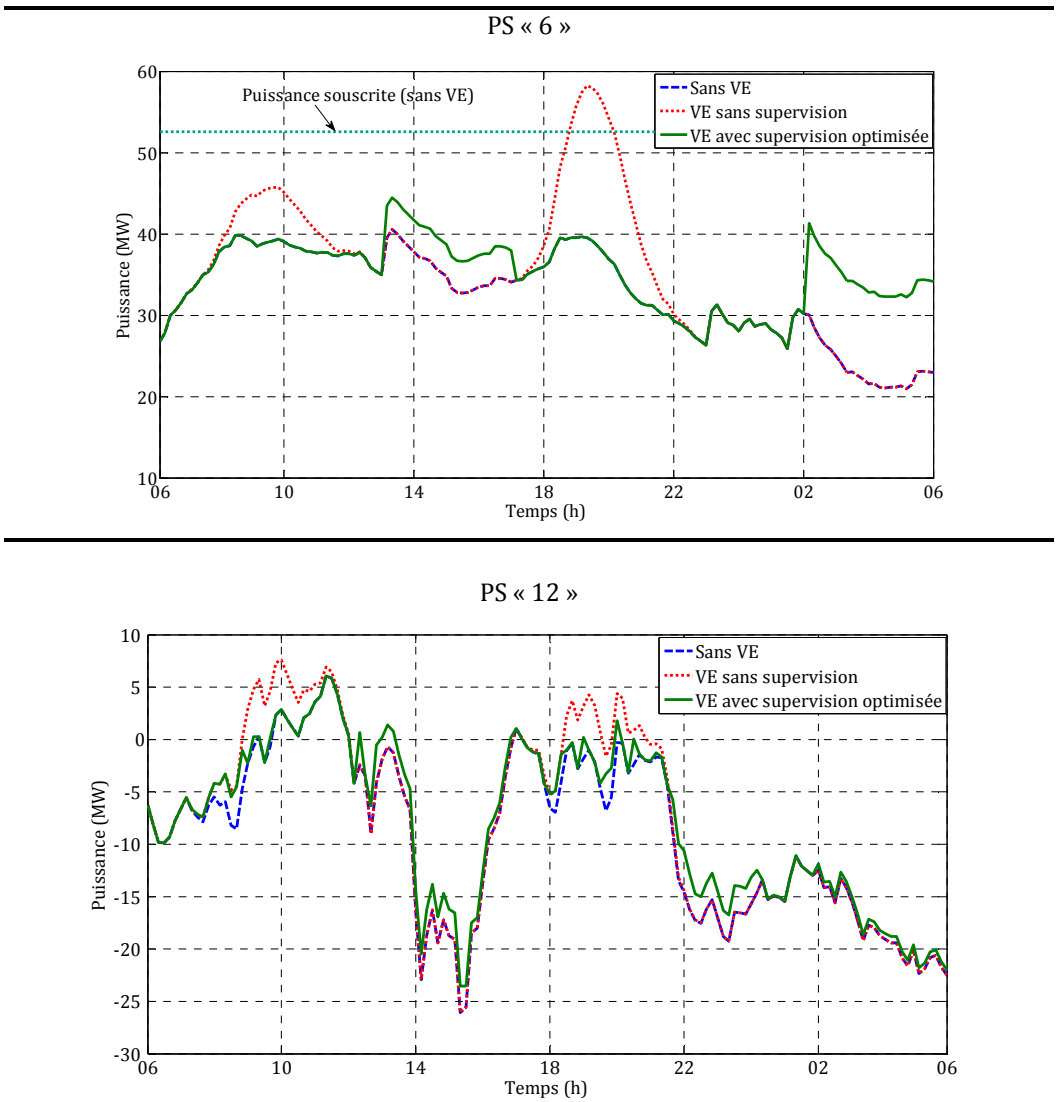


Figure 4.42 : Comparaison des courbes de charges de différents PS pour le même jour.

En outre, conformément aux objectifs fixés, le pilotage de charge des VE a permis conjointement d'accroitre le taux de couverture de la consommation des VE par la production éolienne et d'atténuer les taux des émissions CO_2.

Tel qu'illustré dans la Figure 4.43, le taux de coordination VE-éolien varie d'un PS à un autre et cela en fonction de la puissance éolienne installée et de la consommation

électrique totale des clients. Eu égard à l'analyse relative à l'année 2020, les PS 1, 5, 12 et 13 offrent un potentiel de couverture compris entre 22% et 51%. Cela est aussi vrai pour l'année 2030, mais avec un taux légèrement inférieur se situant entre 20% et 45%. En revanche, le taux moyen pour les années 2020 et 2030 est quasi statique, il est respectivement de l'ordre de 11,85% - 5074 MWh (1256/10600 VE) et 13,6% - 11525 MWh (2856/21000 VE). A titre de comparaison, dans les deux cas de figure, en 2020 et 2030, la recharge non contrôlée des VE ne permet de couvrir que 7,2% des besoins énergétiques annuels des VE.

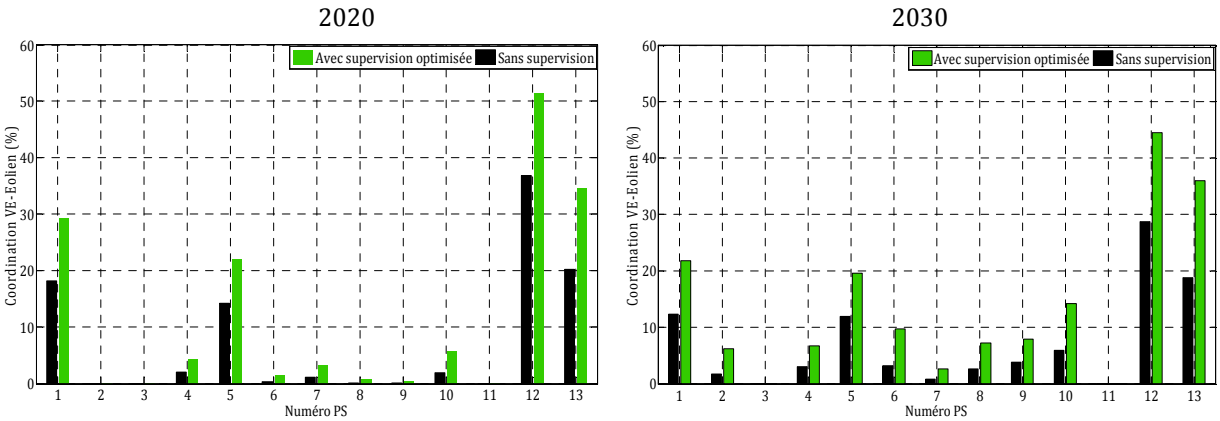


Figure 4.43 : Bilan de coordination VE-éolien sur l'ensemble des PS - SRD4.

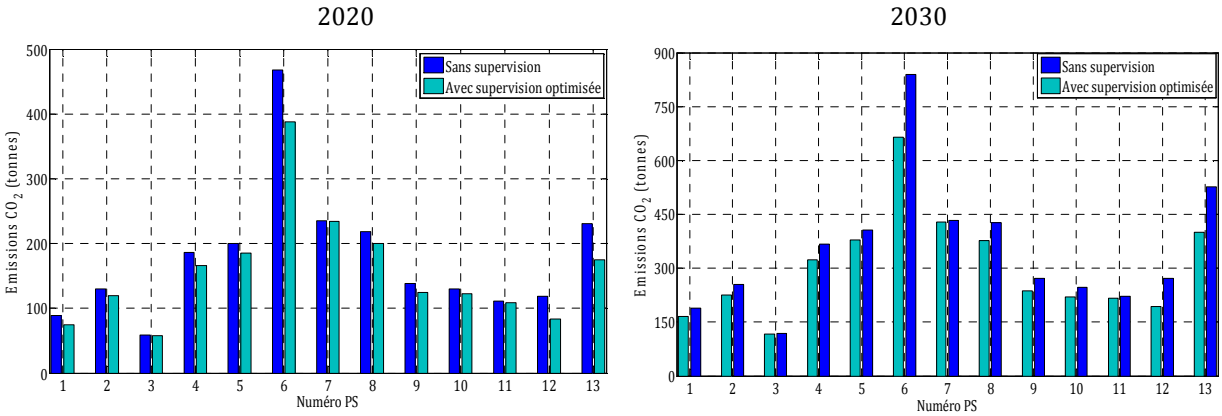


Figure 4.44 : Bilan carbone de la charge des VE sur l'ensemble des PS.

Enfin, au regard du bilan des émissions CO_2 exprimé à la Figure 4.44, le constat est le même: les gains en termes de minimisation du bilan carbone sont davantage intéressants lorsque le volume d'énergie pilotée par la supervision est conséquent, à l'exemple du PS 6. De plus, ces gains portent en grande partie sur la consommation locale de la production

éolienne (PS 13 et 12) et la favorisation de la charge en période nocturne. A titre indicatif, la quantité de CO_2 rejetée par la consommation électrique des VE en 2020 et en 2030 sera respectivement de l'ordre de 2315 et 4578 tonnes. Celles-ci sont réduites grâce à la supervision à 2049 et 3977 tonnes. En ramenant cela au nombre de VE et de kilomètres parcourus sur l'année, il revient de dire que les VE seront responsables d'une émission moyenne de 11,60 g/km au lieu de 13,22 g/ km, soit donc une minimisation de 13%.

4.5 Optimisation des coûts d'achat d'énergie - SFO

Cette section du chapitre aborde la problématique d'achat d'énergie en deux parties, selon les principes du tarif réglementé et du tarif du marché continu.

4.5.1 Application - Achat de l'énergie au tarif réglementé de vente (TRV)

4.5.1.1 Pré-requis

Dans le contexte actuel, pour assurer la continuité de l'alimentation des clients, un fournisseur historique achète d'une partie son énergie aux producteurs décentralisés (éoliens, solaires, etc.) à un tarif réglementé fixé par l'état dont une partie est remboursée par le contrat d' « obligation d'achat » et l'autre partie à EDF au tarif de cession en option Base ou EJP (effacement en jours de pointe). La structure de ce dernier intègre une composante fixe (prime d'abonnement) qui dépend de la puissance souscrite et deux composantes variables dépendantes de la consommation électrique et les dépassements de puissance. L'organisation de ce tarif est similaire à celle de l'acheminement (4.4.1). En l'occurrence, le calcul du coût d'achat d'énergie est basé sur la courbe de cession qui correspond à la différence entre les soutirages et les injections sur le réseau global ; les pertes sont prises en charge par le GRD. La représentation des tarifs est donnée à la Figure 4.45. Pareillement au tarif d'acheminement, la segmentation du tarif d'achat associent des heures de pointes, heures pleines et creuses hiver-été. De même, la souscription des valeurs de puissances (P_{sci}) se fait dans un ordre croissant, de telle façon que P_{sci+1} est supérieure ou égale à P_{sci} ; P_{sci} étant la P_{sc} en période de pointe. En revanche, les dépassements de puissance souscrite sont comptabilisés mensuellement par période d'intégration de 30 minutes contrairement au tarif d'acheminement (10 minutes). Ainsi, la formulation mathématique du coût d'achat d'énergie peut se résumer par [Eq. 4.18] :

$$Coût_{achat} = a \times \left(P_{sc\ pondérée}\right) + \sum_{i=1}^{5} c_i \times E + \left(c_p \times k_i \times \sqrt{\sum (P_{réseau} - P_{sc\,i})^2}\right) \qquad \text{Eq. 4.18}$$

Où :

$$P_{sc\ pondérée} = k_1 \times P_{sc_1} + \sum_{i=2}^{5} k_i \times \left(P_{sc_i} - P_{sc_{i-1}}\right) \qquad \text{Eq. 4.19}$$

$P_{réseau}$ renseigne sur la valeur de puissance totale soutirée, P_{sci} correspond à la puissance souscrite pour la classe temporelle de 1 à 5 et E, indique l'énergie totale soutirée sur le réseau. Enfin, les valeurs numériques des coefficients a, k_1, c_i et c_p sont mentionnés dans le Tableau 4.10. Ils sont définis dans le cadre d'un contrat en *très longue* utilisation (TLU). La référence [127] reprend en détail la structuration tarifaire exposée dans cette section. Dans une logique similaire à celle appliquée au SRD4, une estimation de l'augmentation du prix d'achat de l'électricité est estimée à 35 % d'ici 2020.

Tableau 4.10 : Paramètres de calcul du coût d'achat d'énergie - tarif Base A5 (TLU).

Coefficients	Période tarifaire				
	Pointes (i=1)	Heures pleines d'hiver (i=2)	Heures creuses d'hiver (i=3)	Heures pleines d'été (i=4)	Heures creuses d'été (i=5)
k_i	1	0,6	0,05	0	0
c_i (€/MWh)	57,6	45,3	32,2	32,4	1,65
a (€/kW)	49,41				
c_p (€/kW)	1,49				

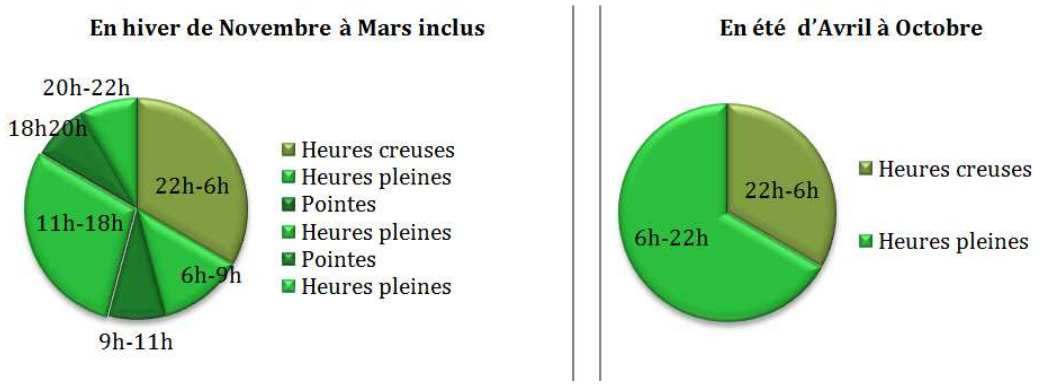


Figure 4.45 : Structure du tarif Base A5.

4.5.1.2 Détermination du cahier des charges

Le développement de la stratégie de supervision pour l'évaluation du potentiel du service SFO dans le cadre du tarif réglementé va se concentrer sur le système électrique présenté à la Figure 4.46. Il correspond à la mesure instantanée par pas de 30 minutes des

puissances moyennes télé-relevées sur l'ensemble des PS. Globalement, cela représente le total soutiré et injecté au réseau de transport. A l'exemple de l'étude portée sur le service SRD4, le système va reprendre les mêmes hypothèses relatives à l'augmentation de la consommation et à l'intégration prévisionnelle des producteurs décentralisés et des VE.
Comme illustré à la Figure 4.46, la production décentralisée est valorisée en autoconsommation par l'ensemble des charges connectées au réseau. En cas de surproduction, l'excédent énergétique apparaissant sur la courbe de cession est revendu à EDF au prix moyen de cession ; il est de l'ordre de 43 €/MWh (au 31/12/2014).

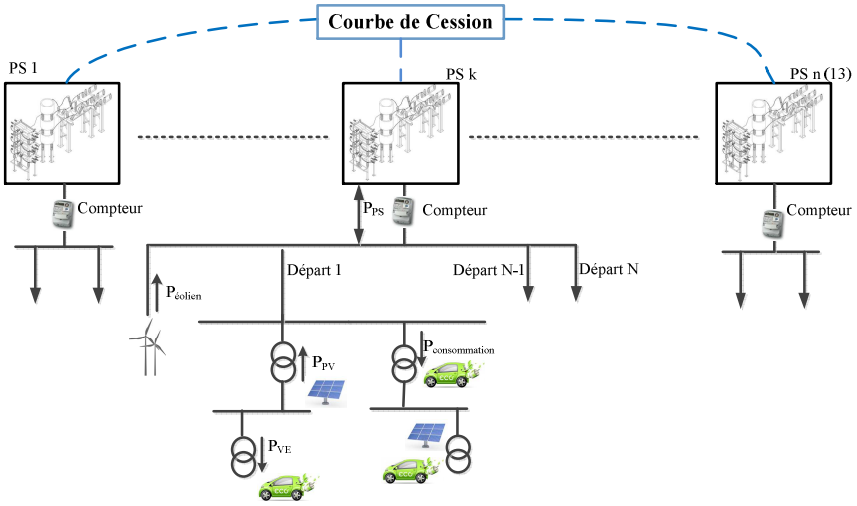


Figure 4.46 : Architecture du système global –SFO/TRV.

De la même façon, il est admis dans cette étude que les VE auront la capacité de transmettre les informations relatives à leurs états charges au fournisseur. Ces informations peuvent être hébergées dans SI évolué pour un usage en temps réel.

Selon l'architecture du système étudié, la supervision aura pour objectif d'optimiser le bilan financier du fournisseur en réduisant le coût de la facture d'achat d'électricité au tarif de cession et en favorisant la revente du surplus énergétique produit sur le réseau. Afin d'y parvenir, il va falloir : minimiser les dépassements de la P_{sc}, privilégier la consommation en heures creuses et éviter de consommer localement l'énergie générée.

A partir de là, les contraintes appliquées au système considéré demeurent quasi-identiques à celles du SRD4 et sont par conséquent les suivantes :

- La puissance souscrite au niveau du contrat de fourniture. Elle doit être fixée convenablement au regard de la fréquence des pics de puissance survenant en période hivernale.
- Les heures de connexions et les besoins énergétiques des VE connectés au réseau induisent une contrainte supplémentaire au système.

- Et enfin, il sera de même considéré que le fournisseur s'engage à assurer la recharge complète des VE avant le départ. A l'exemple des contraintes du système pour le SRD4, les VE doivent être chargés avant 17h pour une recharge au travail et avant 06h du matin pour une recharge au domicile.

Pareillement, le moyen d'action du superviseur va se baser sur la gestion unidirectionnelle de la charge des VE.

Enfin, afin d'évaluer la performance du système de supervision, des bilans financiers seront réalisés. De même, l'impact de ce service sur le couplage VE-éolien et les émissions de CO_2 générées sera mesuré.

4.5.1.3 Structure du système de supervision

Les objectifs mis en évidence dans la précédente partie vont permettre d'identifier les entrées essentielles au superviseur pour assurer un meilleur contrôle de la charge des VE (sortie du superviseur). Ainsi nous aurons besoin de (Figure 4.9) :

- La puissance totale mesurée au niveau du réseau global (kW), qui peut être positive en cas de soutirage ou négative en cas de production fluctuante importante et de basse demande. Elle est définie selon $P_{réseau}(t) = \sum_{i=1}^{13} P_{PS_i}(t)$.
- L'écart avec la puissance souscrite, qui peut être de même positif ou négatif. Il est définit selon $\Delta P = (P_{sc} - P_{réseau})$.
- L'information sur l'évolution de l'énergie stockée dans les VE (E_S). Comme il a été évoquée dans la précédente section (4.4.3), E_S est estimée à partir d'un calcul intégral sur la puissance de référence (P_{VE_ref}).
- L'information sur le prix d'achat de l'énergie sera intégrée comme une donnée d'entrée dans le système de supervision.
- Les instants de connexion et de départ des VE vont composer la dernière entrée du système de supervision.

Dans une mesure où le coût du surplus revendu serait inférieur au prix moyen de cession, la structure du superviseur sera par analogie similaire à celle du service SRD4.

4.5.1.4 Représentation graphique des modes de fonctionnement du superviseur - graphe fonctionnel

La Figure 4.48 relate le graphe fonctionnel composé des deux systèmes «Mode Flou » (MF) et « Mode Booléen » (MB). Leurs structures sont respectivement représentées dans les figures « Figure 4.49 et Figure 4.50 ».

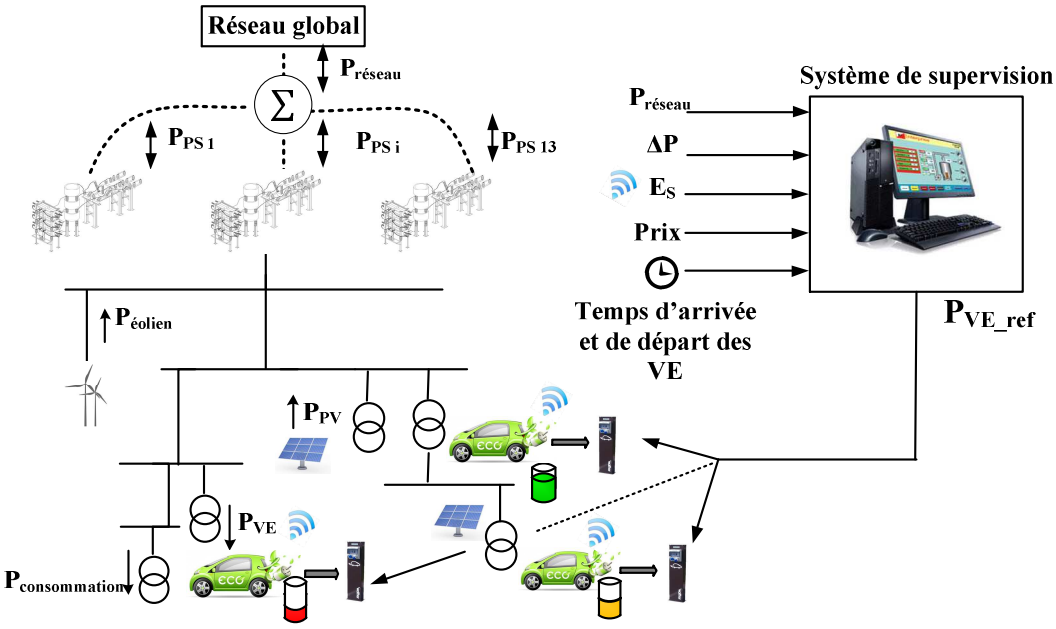


Figure 4.47 : Architecture du système de supervision - SFO/TRV.

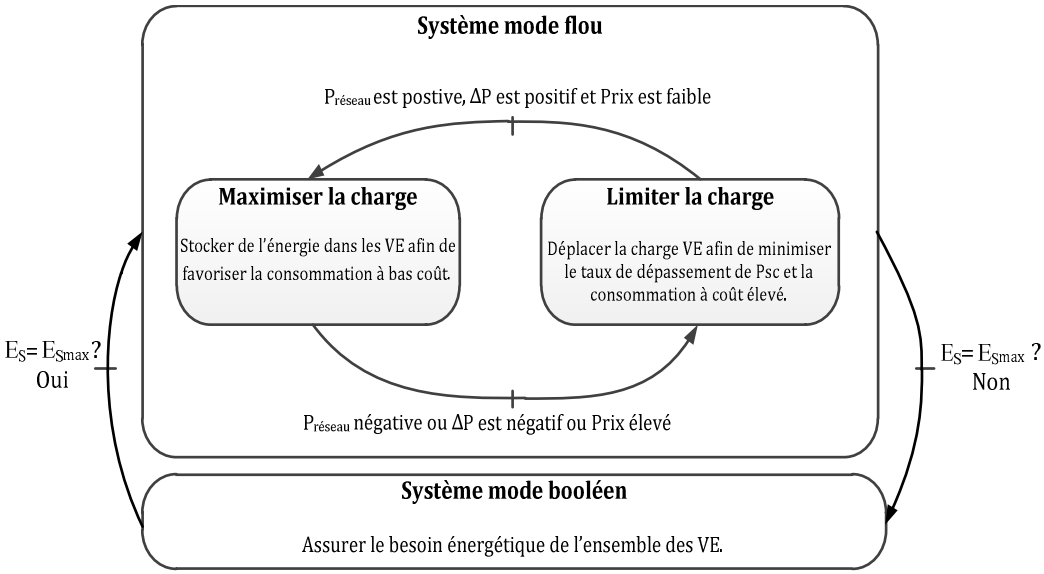


Figure 4.48 : Graphe fonctionnel du système de supervision - SFO/TRV.

A l'exemple du graphe fonctionnel exprimé en 4.4.4, les modes de fonctionnement flous illustrés à la Figure 4.48 intègrent deux modes de marche : limitation et maximisation de la charge des VE. L'objectif majeur est de favoriser la charge des VE pendant les moments de soutirage d'énergie à faible coût et de minimiser les dépassements par rapport à la valeur de P_{sc}. Le passage à l'état de minimisation de la charge va dépendre de l'état flou

des variables $P_{réseau}$, ΔP, E_s et le prix de l'énergie. Ensuite, la partie MB sera sollicitée pour réajuster la puissance de référence du superviseur afin de garantir une recharge complète des VE à faible coût. Le passage du MF au MB est toujours fonction de E_S.

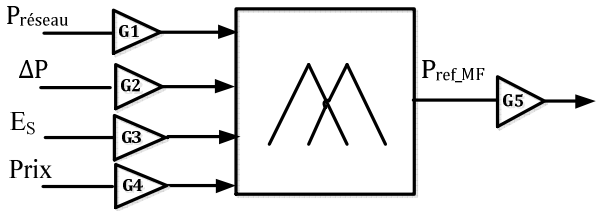


Figure 4.49 : Structure du système MF - SFO/TRV.

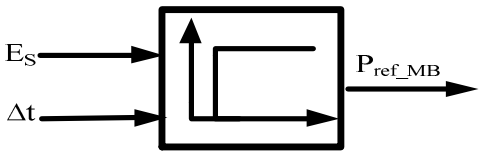


Figure 4.50 : Structure du système MB - SFO/TRV.

4.5.1.5 Détermination des paramètres du superviseur

Cette partie est consacrée d'une part à la caractérisation des fonctions d'appartenance (FA) des variables d'entrée et de sortie et d'autre part à la définition des valeurs des gains associés au système de supervision. Comme il a été illustré tout au long de ce chapitre, la définition des FA sera basée dans un premier temps sur des formes trapézoïdales symétriques avec un maximum d'ensemble flou égal à trois. Ainsi, d'après le graphe fonctionnel, la puissance mesurée au niveau du réseau ($P_{réseau}$) peut être négative (N) ou positive (P) et il sera de même pour le ΔP. Ensuite, la logique de conception de superviseur impose à l'énergie stockée dans les VE trois niveaux : faible (F), moyen (M) et élevé (E). En ce qui concerne le prix d'énergie, il peut être distingué en deux sous-ensembles : grand (G) et petit (P). Enfin, la puissance de référence de sortie définie par le MF demeure faible (F), moyenne (M) ou élevée (E). La Figure 4.51 expose graphiquement la modélisation des FA adoptées pour ce système de supervision. Enfin, au regard des gains de normalisation G_1, G_2, G_3, G_4 et G_5, ils sont définis par les équations [Eq. 4.20] - [Eq. 4.24]:

$$G_1 = \frac{1}{\sum_{i=1}^{13} P_{éolien}(i)} \qquad \text{Eq. 4.20}$$

$$G_2 = \frac{\alpha}{P_{sc}} \qquad \text{Eq. 4.21}$$

$$G_3 = \frac{1}{E_{Smax}} \qquad \text{Eq. 4.22}$$

$$G_4 = \frac{1}{k_p \times Prix_{heures\ creuses\ hiver}} \qquad \text{Eq. 4.23}$$

$$G_5 = Nb_{VE} \times P_{VE} \qquad \text{Eq. 4.24}$$

Ici, $P_{éolien}(i)$ correspond à la puissance nominale de chaque parc éolien raccordé au PS (i) ; α un coefficient de réduction de la valeur de G_2 fixé dans un premier temps à 1 ; k_p, un coefficient de pondération permettant de distinguer les niveaux faibles et élevés du prix d'achat pour la recharge au travail et au domicile en hiver et en été ; la valeur du $Prix_{heures\ creuses\ hiver}$ est celle indiquée dans le Tableau 4.10; enfin P_{VE} demeure la puissance de charge des VE en mode normal (16A/230V) avec Nb_{VE} le nombre de VE connectés au réseau.

Enfin, pour compléter la structure du système de supervision, nous définissons de la même façon que dans la précédente étude les paramètres agissant sur la sortie du système MB. Celle-ci est littéralement exprimée :

$$P_{ref\_MB} = \frac{\Delta E_S}{\Delta t} \qquad \text{Eq. 4.25}$$

Les valeurs des variables ΔE_S et Δt sont quasi-similaires à celles données au Tableau 4.2. Seule la valeur de Δt pour la recharge au domicile change, étant donné que les heures creuses pour le tarif de cession sont fixées entre 22h et 06h contrairement à celles du tarif d'acheminement définies entre 23h et 07h. Les nouvelles valeurs sont ainsi exposées au Tableau 4.11.

Tableau 4.11 : Paramètres de réglage du MB - SFO/TRV.

Lieu de recharge	Domicile	Travail
ΔE_S (kWh)	$E_{S_{max}} - E_{S\ (t=tc1)}$	$E_{S_{max}} - E_{S\ (t=tc2)}$
Δt (h)	8	6

4.5.1.6 Détermination du graphe opérationnel et extraction des règles

A partir du graphe fonctionnel, des FA et les paramètres du MB définies dans les précédentes étapes, il est désormais possible d'extraire le « graphe opérationnel » et la base de règles associée en tenant compte des contraintes imposées par les données d'entrées et la stratégie établie (Figure 4.52). Ainsi, les relations entre les variables d'entrées et de sorties sont :

Si $t < t_{c1}$ (t_{c2}) et $E_S < E_{S\ max}$:

Si $P_{réseau}$ est P **et** ΔP est P **et** E_S est F **et** Prix est P **alors** P_{ref_MF} est E

Si $P_{réseau}$ est P **et** ΔP est P **et** E_S est M **et** Prix est P **alors** P_{ref_MF} est M

Si $P_{réseau}$ est P **et** ΔP est P **et** E_S est E **et** Prix est P **alors** P_{ref_MF} est F

Si $P_{réseau}$ est N **ou** ΔP est N **ou** Prix est G **alors** P_{ref_MF} est F

Si $t > t_{c1}$ (t_{c2}) et $E_S < E_{S\ max}$ **alors**

$$P_{ref\_MB} = \frac{\Delta E_S}{\Delta t}$$

L'utilisation du graphe opérationnel et la concaténation judicieuse des lois permettent de dégager 4 règles au lieu de 24.

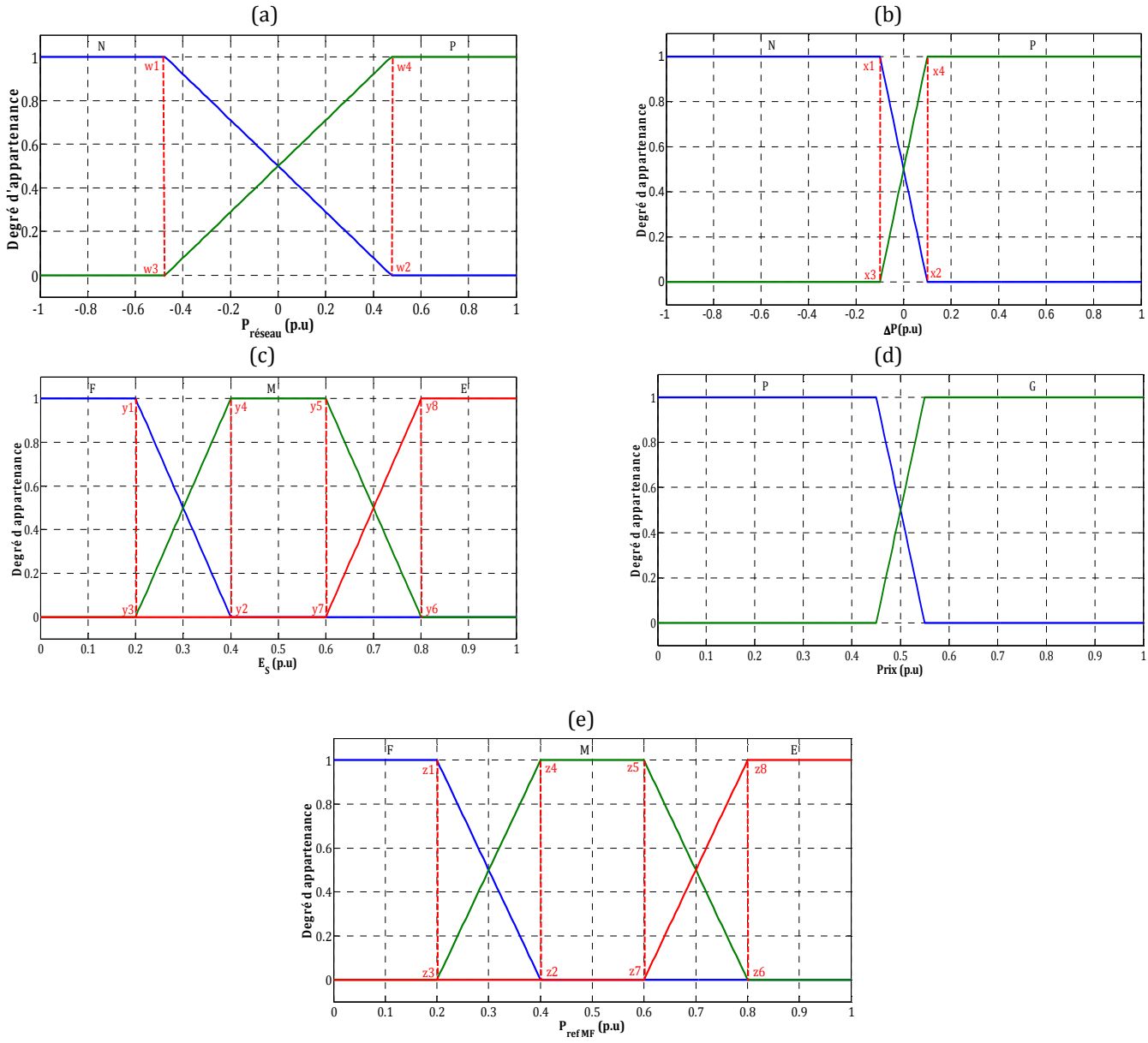


Figure 4.51 : Les FA des entrées $P_{réseau}$ (a), ΔP (b), E_s (c), Prix (d) et de la sortie P_{ref_MF} (e) - SFO/TRV.

Finalement, l'élaboration des surfaces caractéristiques du MF est désormais réalisable. Les relations entre ΔP et le prix puis entre $P_{réseau}$ et E_S et la sortie sont exposées à la Figure 4.53.

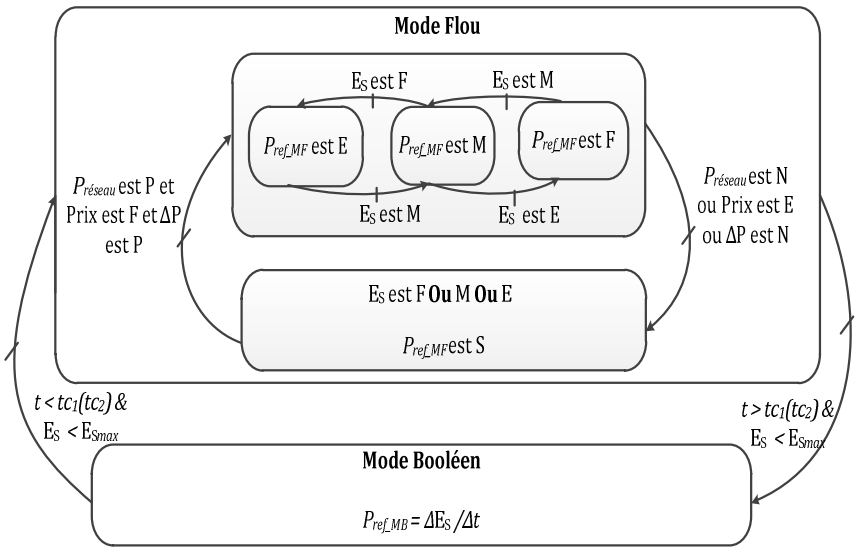


Figure 4.52 : Graphe opérationnel - SFO/TRV.

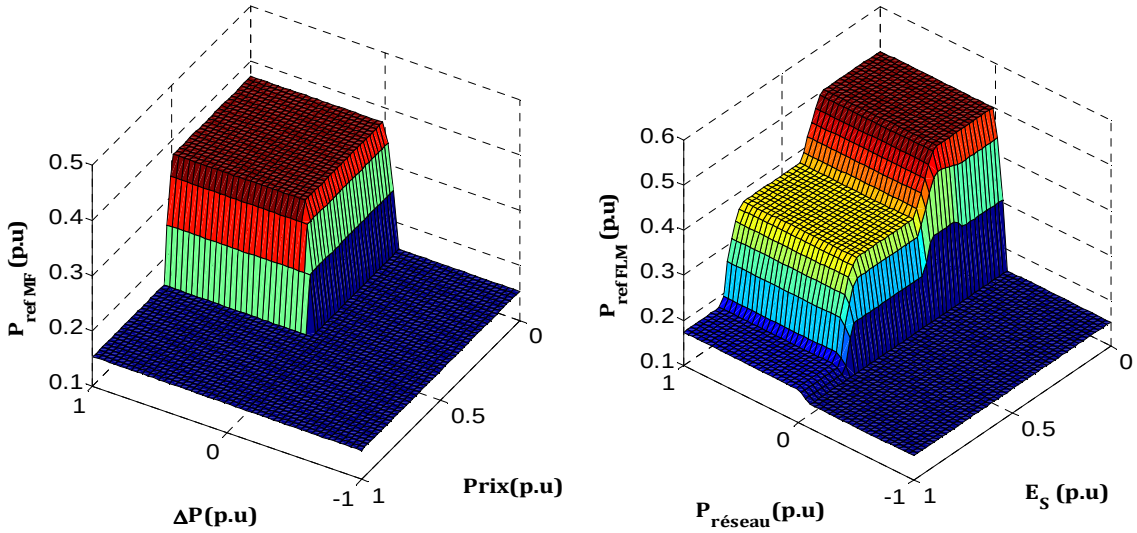


Figure 4.53 : Surfaces caractéristiques du système flou - SFO/TRV.

4.5.1.7 Optimisation et évaluation de la performance du superviseur

4.5.1.7.1 Implémentation de l'algorithme d'optimisation

Comme illustré à la section 4.4.8, l'AG aura pour objectif de trouver les valeurs optimales de l'ensemble des paramètres de réglages du système de supervision (FA, gains

de normalisation, paramètres MB.), tout en maintenant les objectifs et les contraintes associés au système de supervision. Cela dit, l'algorithme d'optimisation considérera simultanément comme éléments d'entrées la courbe de cession du réseau en 2020 moyennant les profils annuels de consommations, de productions et de charges des VE ainsi que le tarif de cession réglementé (A5 Base). La formulation de la *fonction objectif* [Eq. 4.26] sera égale à la différence entre le coût d'achat d'énergie et le coût de revente du surplus (énergie excédentaire achetée aux producteurs).

$$f_{obj} = min\left[\left(a \times P_{sc\ pondérée} + \sum_{i=1}^{5} c_i \times E + \left(c_p \times k_i \times \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (P_{cession\ soutirée} - P_{sc_i})^2}\right)\right) - \left(C_{moyen} \times \sum_{i=1}^{n} P_{cession\ injectée}\right)\right] \quad \text{Eq. 4.26}$$

La valeur de f_{obj} repose d'une part sur l'ajustement des 10 FA « $P_{réseau}$, ΔP, E_S, P_{ref_MF} » (Figure 4.51) et les gains associés « G_1, G_2, G_5 » et d'autre part sur les valeurs des paramètres $\Delta t_{travail}$ et $\Delta t_{domicile}$. En revanche les gains G_3 et G_4 ne seront pas considérés comme étant des paramètres influents sur le système de supervision. Le premier est associé au besoin énergétique global des VE et le second normalise les valeurs du prix d'achat connu a priori. A l'instar de l'algorithme implémenté dans la section 4.4.8, les contraintes d'égalités et d'inégalités introduites pour garantir la faisabilité de la solution seront de même intégrées dans ce développement. Dans le cas élaboré, elles sont définies par les équations [Eq. 4.27] et [Eq. 4.28] :

- Contrainte d'égalités :

$$\begin{cases} w_1 = w_3\ ; w_2 = w_4 \\ x_1 = x_3\ ; x_2 = x_4 \\ y_1 = y_3\ ; y_2 = y_4\ ; y_5 = y_7\ ; y_6 = y_8 \\ z_1 = z_3\ ; z_2 = z_4\ ; z_5 = z_7\ ; z_6 = z_8 \end{cases} \quad \text{Eq. 4.27}$$

- Contraintes d'inégalités :

$$\begin{cases} w_1 < w_2 \\ x_1 < x_2 \\ y_1 < y_2\ ;\ y_5 < y_6 \\ z_1 < z_2\ ;\ z_5 < z_6 \end{cases} \quad \text{Eq. 4.28}$$

Les variables w, x, y et z sont montrées à la Figure 4.51. Ainsi, en corrélation avec la modélisation mathématique du problème d'optimisation, il en ressort 17 variables à optimiser : I = {w_1, w_2, x_1, x_2, y_1, y_2, y_5, y_6, z_1, z_2, z_5, z_6, G_1, G_2, G_3, $\Delta t_{travail}$, $\Delta t_{domicile}$}. Ensuite, relativement aux paramètres de réglage mis en œuvre dans l'AG, ils sont ceux évoqués dans

le Tableau 4.5 (4.4.8.2). Enfin, dans le but d'assurer la convergence de l'AG, les limites inférieures et supérieures des variables à optimiser sont énumérées dans le Tableau 4.12.

Tableau 4.12 : Limites inférieures et supérieures des variables d'optimisation - SFO/TRV.

Variable	w_1	w_2	x_1	x_2	y_1	y_2	y_5	y_6	z_1	z_2	z_5	z_6
Valeur empirique	-0,47	0,47	-0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	0,2	0,4	0,6	0,8
Limite inférieure	-0,99	-0,95	-0,9	-0,9	0,01	0,05	0,20	0,30	0,01	0,05	0,20	0,30
Limite supérieure	0,99	0,95	0,9	0,9	0,30	0,50	0,80	0,90	0,30	0,5	0,80	0,90

Variable			G_1(kW^{-1})		G_2 (kW^{-1})		G_5 (kW)		$\Delta t_{travail}$ (h)		$\Delta t_{domicile}$ (h)	
Valeur empirique			2,74. 10^{-5}		2,56. 10^{-6}		39220		6		8	
Limite inférieure			1,82 10^{-6}		2,56. 10^{-6}		19610		3		3	
Limite supérieure			5,56 10^{-5}		2,56. 10^{-5}		39220		6		8	

Numériquement, les valeurs des limites pour les variables *w*, *x*, *y* et *z* ont été choisies de façon à permettre à l'algorithme d'optimisation d'explorer un espace de recherche plus important. Les valeurs du gain G_2 sont issues du calcul numérique exprimé par l'équation [Eq. 4.29] et celles de G_3 et G_4 nécessaires pour le système de supervision sont recensées dans le Tableau 4.13.

$$\begin{cases} G_{2_{min}} = \dfrac{1}{P_{sc}} \\ G_{2_{max}} = \dfrac{10}{P_{sc}} \end{cases} \qquad \text{Eq. 4.29}$$

Où P_{sc} est égale à 389,9 MW et correspond à la valeur optimale souscrite pour l'année de 2020 sans la prise en compte des VE.

Tableau 4.13 : Valeurs numériques des gains de normalisation.

Nombre de VE	G_3 (10^{-6}) (kWh^{-1})	k_p				G_4 (10^2) (€/MWh)$^{-1}$			
10600	12,74	1	2	3	4	1	2	3	4
		2,25	3,12	1,40	1	11,43	8,23	18,37	71,44

4.5.1.7.2 Synthèse des résultats de simulation

La résolution « hors ligne » du problème d'optimisation s'est basée simultanément sur le scénario 2 du profil de charge des VE et la courbe de charge annuelle de l'année 2020. Les résultats du meilleur « individu » pour le système de supervision conçu sont indiqués dans le Tableau 4.14. Ceux-là ont été appliqués de même pour le scénario de 2030 en réajustant par pondération les gains G_1, G_2, G_3 et G_5.

Tableau 4.14 : Valeurs de réglage optimisées des paramètres du système de supervision-SFO/TRV.

Variable	w_1	w_2	x_1	x_2	y_1	y_2	y_5	y_6	z_1	z_2	z_5	z_6
Valeur numérique	0,1	0,3	-0,05	0,2	0,3	0,5	0,8	0,85	0,01	0,02	0,34	0,50

Variable			G_1(kW^{-1})		G_2 (kW^{-1})		G_5 (kW)		$\Delta t_{travail}$ (h)		$\Delta t_{domicile}$ (h)	
Valeur numérique			4,57. 10^{-5}		1,28. 10^{-5}		32680		3		4	

Tout d'abord, dans une logique similaire à celle menée dans l'étude du SRD4, les résultats sur les bilans financiers du SFO sont exprimés en valeurs relatives. L'illustration de la performance du système de supervision avec et sans algorithme d'optimisation est relatée graphiquement aux figures «Figure 4.54 - Figure 4.55». Celles-ci opposent les profils de puissances simulés sans et avec supervision dans deux cas de figure, en hiver et en été.

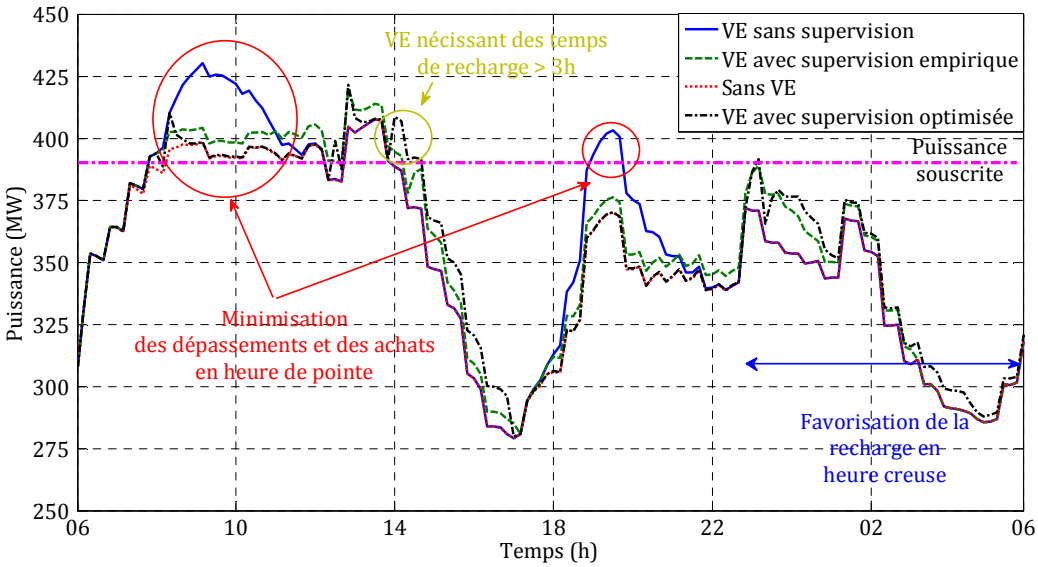


Figure 4.54 : Courbes de charges : sans VE, VE avec et sans supervision - cas « hiver ».

Le constat établi à partir de la Figure 4.54, montre que la recharge des VE dépourvue de gestion coïncide avec la reprise d'activité au travail et au domicile provoquant ainsi un dépassement important de la puissance souscrite et une recharge à un coût très élevé. Cela amène à une correction à la hausse de la valeur de P_{sc} de 17,6 MW, ce qui pourrait se traduire en 2020 par un surcoût d'abonnement de 1050 k€. En 2030, les conclusions demeurent identiques et la valeur de P_{sc} devrait être augmentée de 32,21 MW, soit un delta-coût de 1920 k€. De façon globale, dépassements et coûts d'énergie inclus, la facture du fournisseur verra respectivement en 2020 et 2030 une augmentation de 3,34% et de 5,37% (Tableau 4.15). En revanche, l'application de la stratégie de supervision développée a permis dans un premiers temps de minimiser le taux des dépassements apparu entre 9h et 12h (Figure 4.54) pour ensuite le ramené à une valeur similaire à celle du scénario sans VE grâce à l'algorithme d'optimisation. De plus, le système de supervision impose aux VE une maximisation de la charge des VE en période d'heures creuses afin de favoriser la recharge à faible coût. D'autre part, sur la Figure 4.55, il a été constaté qu'en jour d'été, la consommation est par moment inférieure à la production locale, générant ainsi un excédent énergétique. Comme objectif fixé, la supervision optimisée reporte la consommation des VE à des périodes de soutirage en heures creuses favorisant ainsi la revente du surplus enregistrée. Cette situation demeure un cas particulier du fait que la consommation a subitement augmenté entre 00h et 06h. Ainsi, étant donné que le système de supervision privilégie la recharge en heures creuses quel que soit la charge du réseau, il serait ainsi difficile dans le cas élaboré de maximiser les profits par revente du surplus, d'autant plus que l'excédent énergétique surgit habituellement en période de faible consommation-forte production.

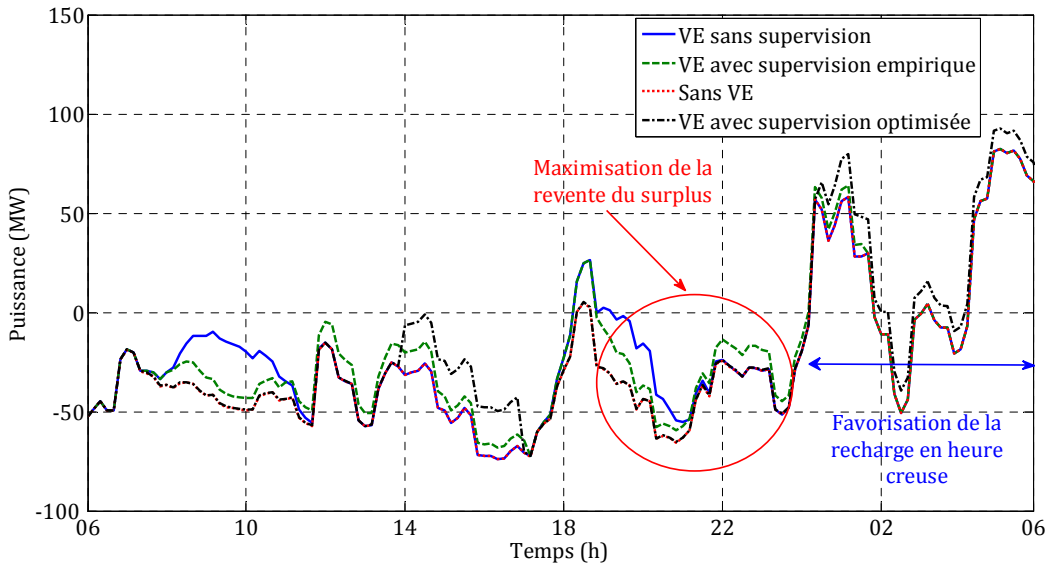


Figure 4.55 : Courbes de charges : sans VE, VE avec et sans supervision - cas « été ».

En complémentarité avec l'illustration des courbes de charges au niveau du réseau, la Figure 4.56 reflète le comportement dynamique des profils de puissances des VE sans et avec supervision pour les deux scénarios hiver-été évoqués précédemment. L'évolution de l'énergie stockée/consommée par les VE est aussi montrée à Figure 4.57 prouvant ainsi que l'état de pleine charge est atteint par l'ensemble des VE aux heures de départ travail/domicile fixés.

Tableau 4.15 : Bilan financier des coûts d'achat d'énergie en 2020 et 2030 - SFO/TRV.

Cas	P_{sc} (MW)		Coût total (p.u)	
	2020	2030	2020	2030
Sans VE	389,90	498,30	1,00	1,00
VE sans supervision	407,50	530,51	1,0334	1,0537
VE avec supervision empirique	398,52	514,45	1,0218	1,0343
VE avec supervision optimisée	392,48	508,10	1,0174	1,0275

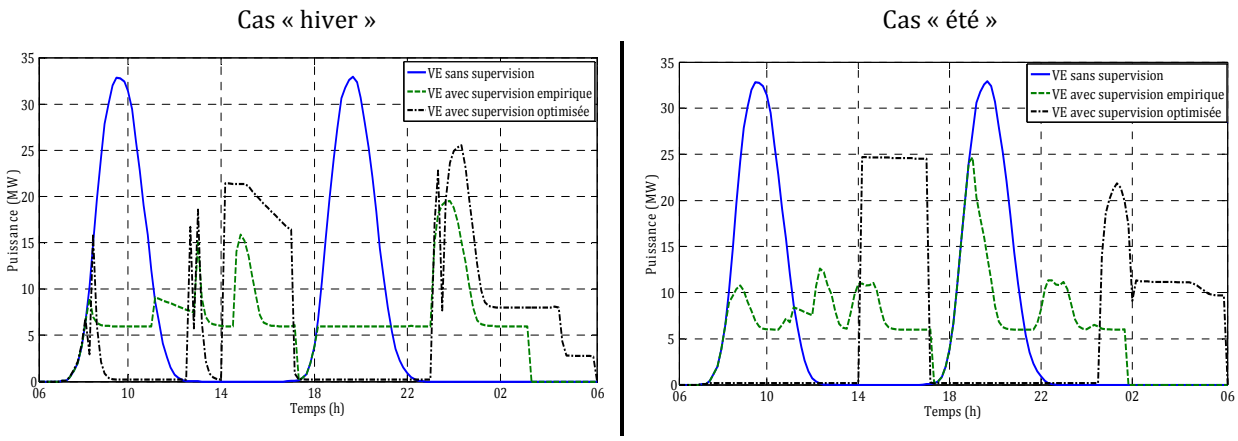


Figure 4.56 : Profils de charge des VE avec et sans supervision.

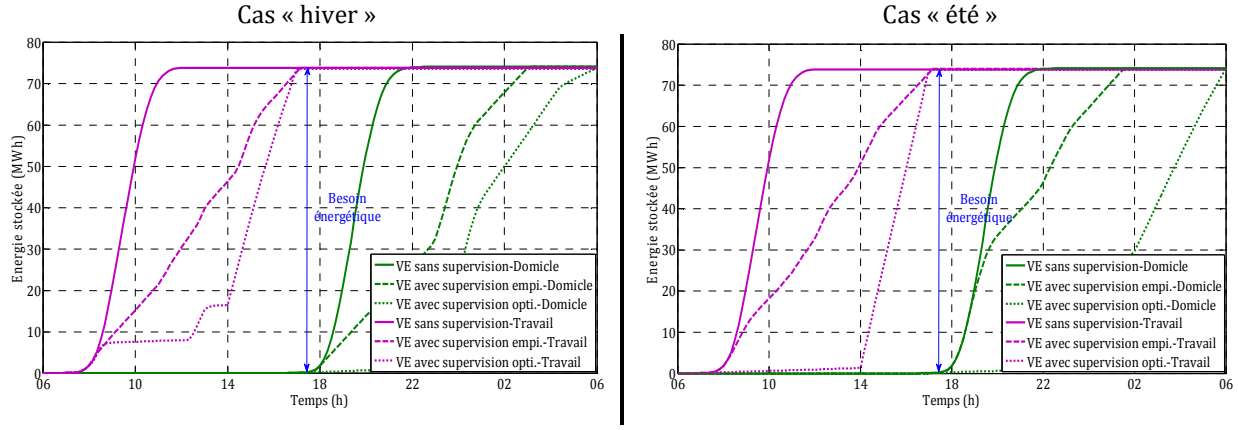


Figure 4.57 : Evolution de l'énergie stockée dans les VE avec et sans supervision.

En résumé, financièrement, les résultats de simulation synthétisés dans le Tableau 4.15 expriment une baisse du coût global de 1,16% incrémenté à 1,60% en considérant une supervision optimisée. L'extrapolation du résultat issu de l'optimisation pour l'année 2030 indique un gain financier de 2,62%. Ceci dit, les coûts d'achat associés à l'intégration des VE de 2020 à 2030 vont diminuer en moyenne de 48,2%. A titre indicatif, en terme de coût d'abonnement, la gestion optimisée de la charge des VE permettra respectivement en 2020 et en 2030 une baisse de 895 k€ et de 1335 k€. La diminution respective de la valeur P_{sc} de 15 MW (2020) puis de 22,4 MW (2030) s'explique par une minimisation des pics de puissance et qui pourrait donc conduire à une réduction des surcharges et des pertes au niveau des transformateurs ainsi que sur les lignes de distribution électriques.

Par ailleurs, dans l'objectif de quantifier le taux de coordination VE-éolien et les émissions de CO_2 générées par les VE dans le cadre de cette étude, une étape de répartition de la charge des VE sur l'ensemble des PS doit être réalisée au préalable. Celle-ci reprend le profil de puissance global établi et le distribue de façon proportionnel aux taux de pénétration des VE dans chaque des PS. Littéralement, il revient d'écrire que :

$$P_{VE}(i) = \frac{nb_{ve}(i)}{\sum_{i=1}^{13} nb_{ve}(i)} \times P_{VE_{global}}, i = 1 \dots 13 \qquad \text{Eq. 4.30}$$

Où nb_{ve} est le nombre de VE connectés au PS_i.

Désormais, il est possible de calculer par simulation numérique les indicateurs énergétiques et environnementaux. A cet égard, la Figure 4.58 récapitule le taux de coordination VE-éolien au niveau de chaque PS sans et avec une supervision empirique et optimisée. Malgré l'élimination de cet indicateur dans l'élaboration des objectifs de la supervision, il ressort dans les deux cas de figure une maximisation de la consommation locale de la production éolienne avec un avantage à la supervision optimisée. Sur un horizon annuel, la supervision accorde respectivement en 2020 et en 2030 un gain de couverture global moyen de 2% et 2,3% sur l'ensemble des PS. Cela veut dire qu'en 2020, 9,2% (975 VE) des besoins énergétiques des VE seront couvert par l'éolien. Ce pourcentage est revu à la hausse en 2030, et ce sont 9,5% (1995 VE) des VE qui seront complètement chargés par une énergie éolienne. Energétiquement, cela représente respectivement 3939 et 8020 MWh.

Relativement aux quantités CO_2 générées la recharge des VE pour les scénarios 2020-2030 (Figure 4.59), elles sont globalement diminuées de 9%. Cela correspond respectivement à 203 et 429 tonnes de CO_2. En ramenant cela au nombre de VE et de kilomètres parcourus sur une année, il revient de dire que dans le cadre de cette étude, les VE seront responsables d'une émission moyenne de 12,02 g/km au lieu de 13,22 g/ km.

L'étude portée sur l'évaluation de l'impact de ce service sur les deux indicateurs susmentionnés affiche d'une part, des conclusions rassurantes sur la limitation des taux d'émissions CO_2 et la maximisation de la consommation locale de la production éolienne et d'autre part, un bilan inférieur à celui réalisé par le service SRD4. A titre de rappel en 2030, le taux de coordination VE-éolien atteint est de 13,6% et le taux d'émissions moyen par VE est égal 11,6 g/km.

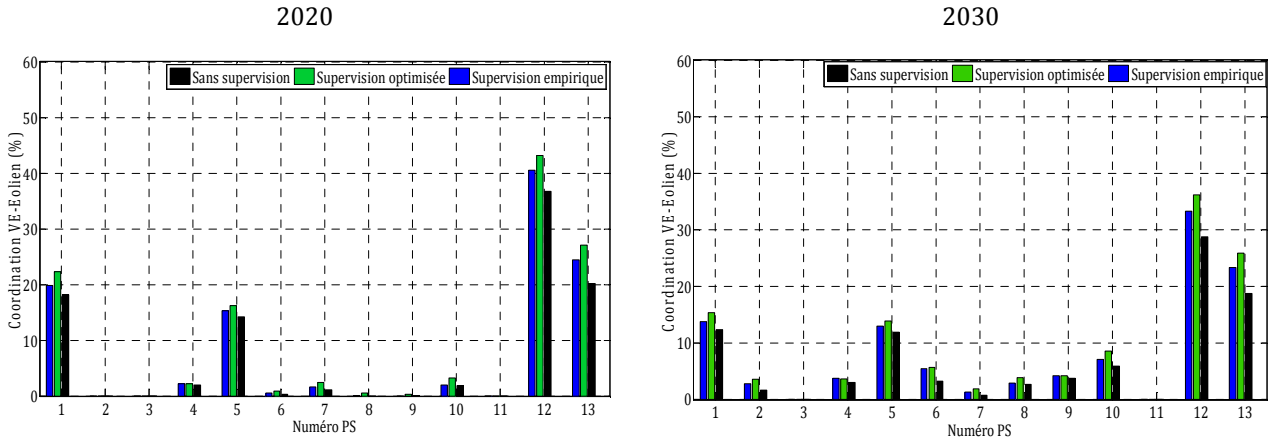


Figure 4.58 : Bilan de coordination VE-éolien - SFO/TRV.

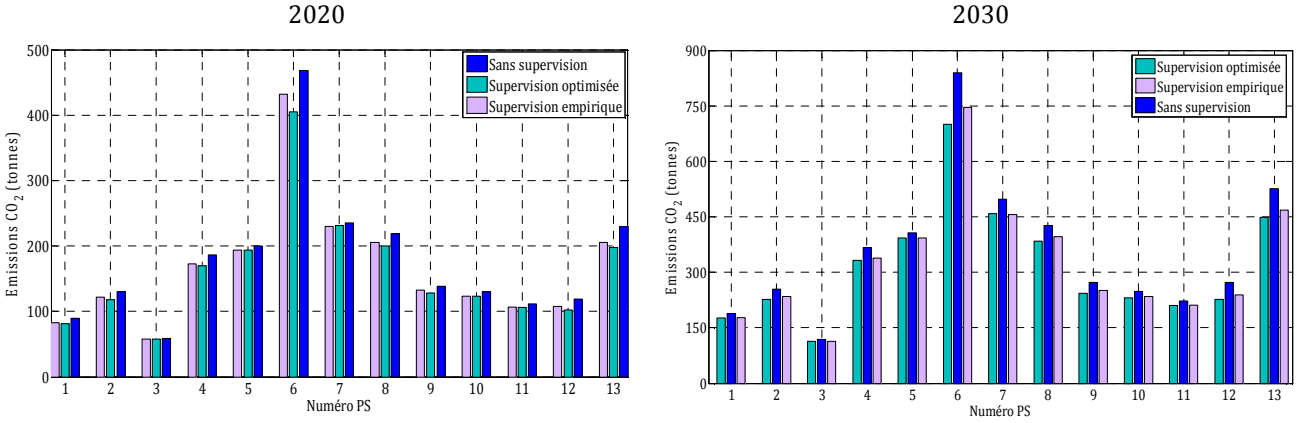


Figure 4.59 : Bilan des émissions CO_2 générées par les VE - SFO/TRV.

4.5.2 Application - Achat de l'énergie au tarif du marché (TM).

4.5.2.1 Pré-requis

Avec l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, la suppression progressive des tarifs réglementés d'une part pour les clients à tarifs verts/jaunes (sites industriels, entreprises, etc.) en 2016 puis pour les clients à tarifs bleu (résidentiels, petits commerçants, etc.) à l'horizon 2020-2025 ainsi que l'abrogation du dispositif ARENH en 2025, les fournisseurs devront désormais réfléchir à de nouvelles méthodes d'approvisionnement sur le marché.

Comme il a été introduit dans le premier chapitre, aujourd'hui plusieurs produits sont négociés et proposés sur le marché : les produits à termes fixés et négociés à l'avance pour du long terme (mois, trimestre, année) et les produits au comptant « spot » qui se distinguent en deux : le « day ahead » où les ordres sont organisés suivant une procédure d'enchère à l'aveugle, et le « intraday » qui traite les ordres en continu jusqu'à 30~45 minutes avant la livraison. Cependant, les prix à court termes de marché « spot » sont soumis à une forte volatilité influencés par plusieurs facteurs liés aux : déséquilibres « offre-demande », prix des combustibles, import-export, etc. A titre d'exemple, en 2012, les prix spot sur le marché français ont atteint respectivement un maximum de 1939 €/MWh enregistré le 9 février entre 10h et 11h et un minimum de - 50€/MWh enregistré le 25 décembre entre 7h et 8h. Le premier est dû à une courte période de stress rencontrée sur le système électrique liée à un déséquilibre offre-demande (vague de froid), et le second découle d'une forte production fluctuante provenant du parc éolien allemand engendrant ainsi un déséquilibre entre l'offre et la demande [128].

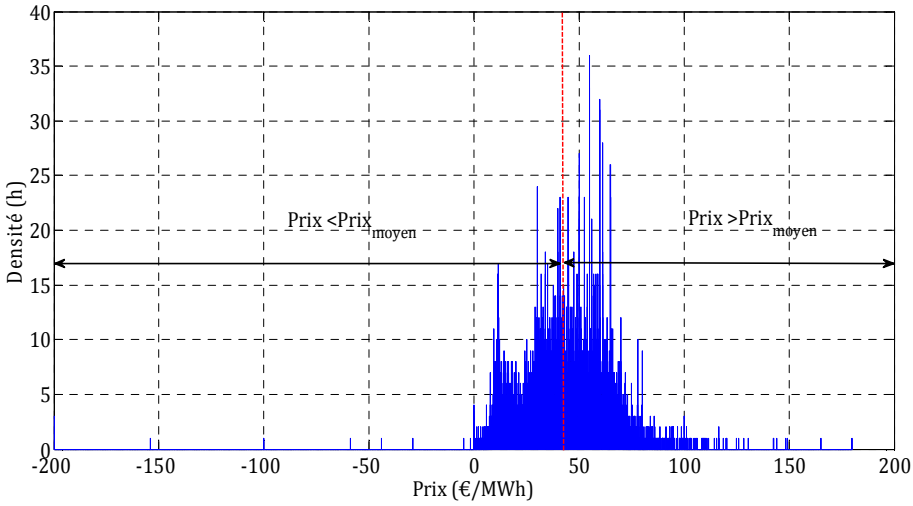


Figure 4.60 : Distribution statistique des prix spot « intraday » de l'année 2013.

Partant de ce constat, l'aspect imprévisible du marché et la complexité supplémentaire liée au couplage des marchés européens obligent le fournisseur de maitriser les conditions d'approvisionnement et notamment dans un contexte futur où les VE seront déployés à grande échelle. Les fournisseurs pourraient donc se positionner en tant qu'opérateur d'effacement sur le marché afin d'agir sur la charge des VE pendant les périodes de pointes dans le but de maximiser les profits. La suite des travaux présentés dans cette partie considérera comme hypothèse d'étude, les données du prix du marché intraday de l'année 2013 [123]. La distribution statistique des prix est relatée à la Figure 4.60. Elle distingue en deux niveaux les prix répartis selon une densité similaire.

4.5.2.2 Détermination du cahier des charges

Contrairement à l'architecture du système présentée dans le cadre des achats au tarif réglementé, le développement de la stratégie de supervision va se baser uniquement sur la courbe de consommation globale des clients. Les courbes de productions liées aux injections de puissances dans le réseau ne seront plus intégrées dans la facture « achat » et devront être traitées de façon distincte. Ainsi, le système électrique étudié va correspondre à la mesure instantanée par pas de 30 minutes des puissances moyennes télé-relevées sur les compteurs communicants installés chez les clients (Figure 4.61).

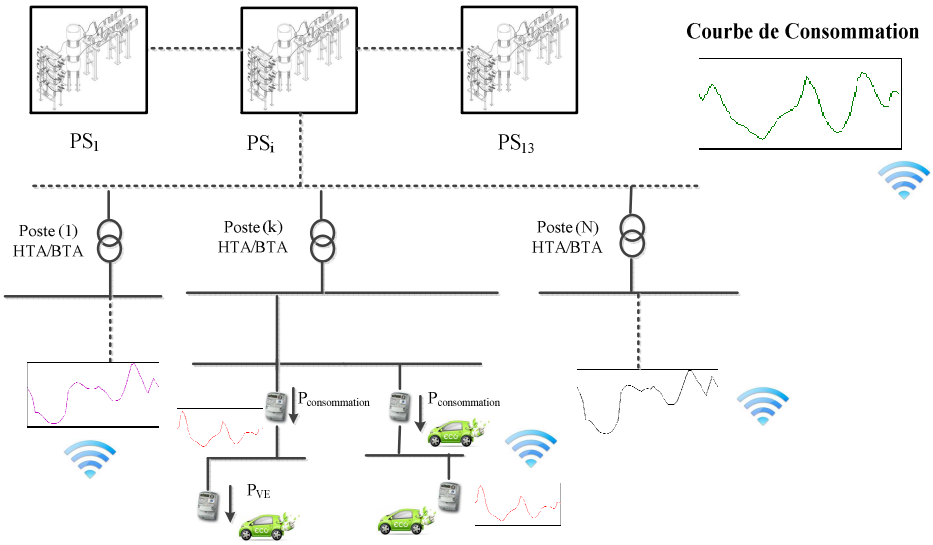


Figure 4.61 : Architecture du système global - TM.

Selon les informations relatives à l'état de charge des VE, la supervision aura pour objectif de minimiser le bilan financier du fournisseur en réduisant les achats d'énergie

pour la recharge des VE à prix élevé. Dans cette optique de développement, aucun mécanisme de pénalités ne sera intégré.

A partir de là, les contraintes appliquées au système sont abrégées et sont par conséquent les suivantes :

- L'incertitude sur la variabilité du prix du marché.
- Les heures de connexions et les besoins énergétiques des VE.
- Et enfin, la contrainte assurant l'état de pleine charge des VE avant le départ.

De la même façon, le moyen d'action du superviseur est la gestion unidirectionnelle de la charge des VE.

L'évaluation de la performance du système de supervision considérera comme objectif principal la maximisation des gains financiers puis la quantification du bilan carbone et de coordination VE-éolien comme un second indicateur permettant de mesurer l'effet environnemental engendrée par ce service.

4.5.2.3 Structure du système de supervision

A partir des objectifs et des contraintes susmentionnés, les entrées nécessaires au superviseur sont (Figure 4.62) :

- L'information sur le prix d'achat de l'énergie au marché « intraday » ($Prix_{marché}$).
- L'information sur l'évolution de l'énergie stockée dans les VE (E_S).
- Et enfin, comme il a été retenu dans tout développement de superviseur, les instants de connexion et de départ des VE vont composer la dernière entrée du système de supervision.

En revanche, la mesure instantanée de la consommation globale des clients ne s'intègrera pas en tant que donnée d'entrée dans le superviseur car les achats se feront par rapport au volume d'énergie piloté et donc celui requis par les VE. De même, aucune notion de dépassement de puissance n'est introduite dans ce mécanisme jusqu'à présent.

4.5.2.4 Représentation graphique des modes de fonctionnement du superviseur - graphe fonctionnel

Les modes de marche du superviseur sont illustrés dans le graphe fonctionnel (Figure 4.63). Le système est de même composé de «Mode Flou » (MF - Figure 4.64) et « Mode Booléen » (MB -Figure 4.65). De la même façon le développement du superviseur vise à limiter ou à maximiser la charge des VE selon le prix et le besoin énergétique des VE.

L'objectif est de favoriser la charge des VE pendant les moments propices à faible coût et inversement. Le passage à l'état de minimisation de la charge va dépendre de l'état flou des variables $Prix_{marché}$ et E_S. Ensuite, la sollicitation du MB se fera pour assurer la recharge des VE avant leur départ.

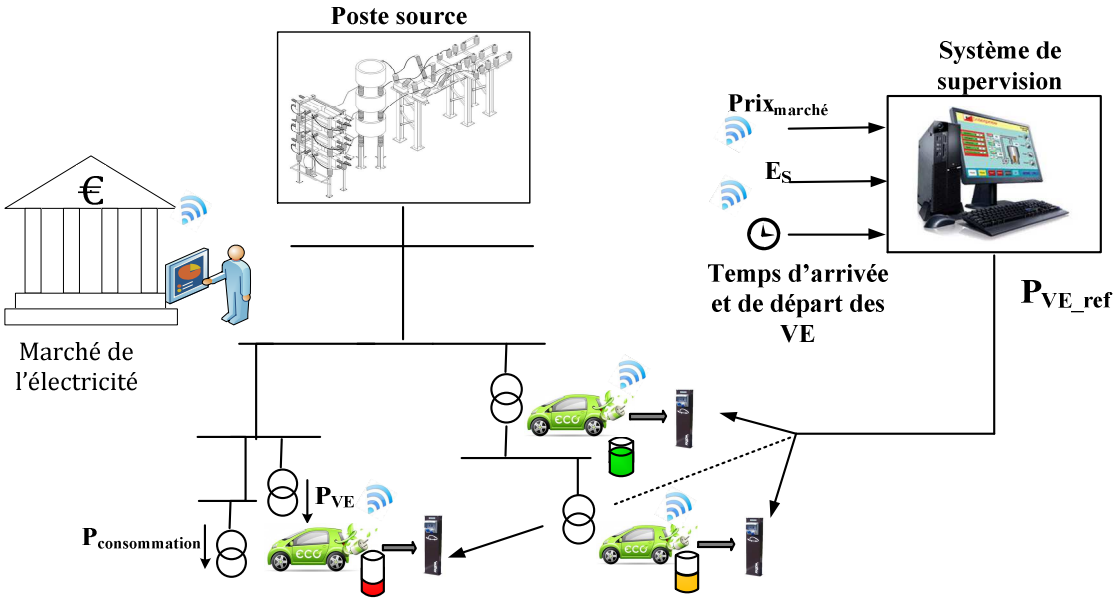


Figure 4.62 : Architecture du système de supervision - TM.

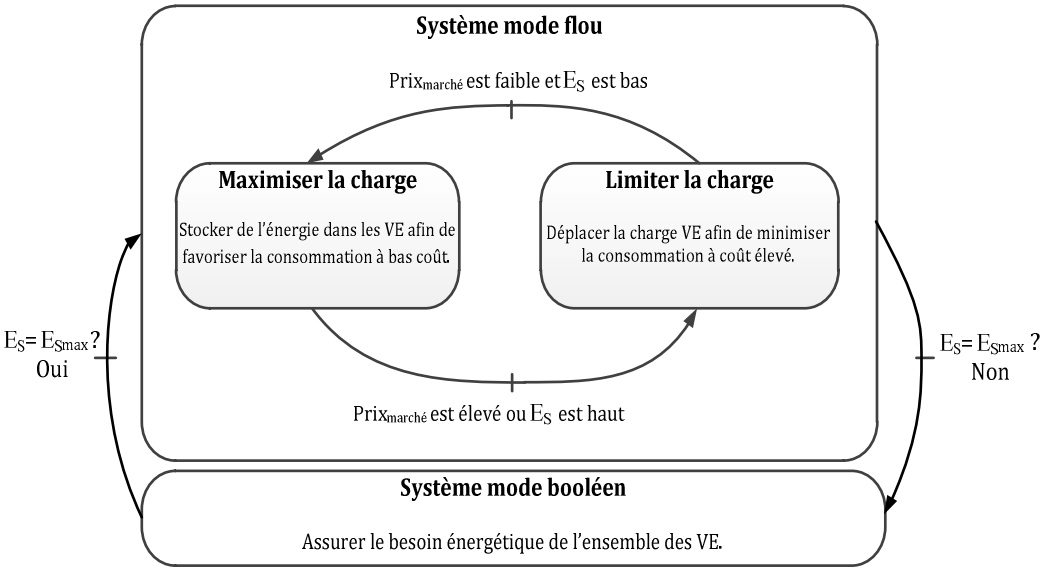


Figure 4.63 : Graphe fonctionnel du système de supervision - TM.

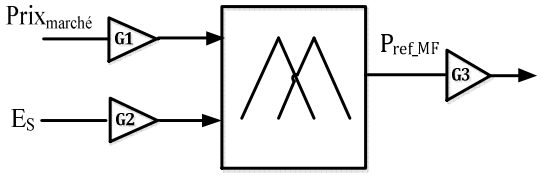


Figure 4.64 : Structure du système MF - TM.

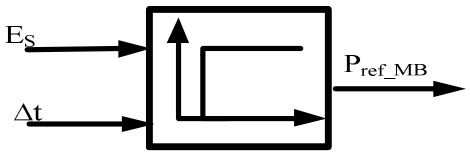


Figure 4.65 : Structure du système MB - TM.

4.5.2.5 Détermination des paramètres du superviseur

La caractérisation des FA des variables d'entrée et de sortie ainsi que la définition des valeurs des gains associés au système de supervision est exposée dans cette partie. Dans une logique similaire à celle élaborée dans les précédents développements, et selon le graphe fonctionnel de la Figure 4.63, le prix de l'énergie pourrait être, faible (F) ou élevé (E) quant à l'énergie stockée dans les VE, elle sera toujours considérée comme faible (F), moyenne (M) et élevée (E). En ce qui concerne la puissance de référence de sortie définie par le MF, elle demeure : faible (F), moyenne (M) ou élevée (E). La Figure 4.66 expose graphiquement la modélisation des FA adoptées pour ce système de supervision.

Ensuite, les gains de normalisation G_1, G_2 et G_3 sont définis respectivement par les équations [Eq. 4.31] - [Eq. 4.33] :

$$G_1 = \frac{1}{max\,|Prix_{marché}|} \qquad \text{Eq. 4.31}$$

$$G_2 = \frac{1}{E_{Smax}} \qquad \text{Eq. 4.32}$$

$$G_3 = Nb_{VE} \times P_{VE} \qquad \text{Eq. 4.33}$$

Enfin, la structure les paramètres définissant la sortie du système MB [Eq. 4.34] sont exprimés dans le Tableau 4.16.

$$P_{ref\_MB} = \frac{\Delta E_S}{\Delta t} \qquad \text{Eq. 4.34}$$

Tableau 4.16 : Paramètres de réglage du MB - TM.

Lieu de recharge	Domicile	Travail
ΔE_S (kWh)	E_{Smax} - $E_{S\,(t=tc1)}$	E_{Smax} - $E_{S\,(t=tc2)}$
Δt (h)	4	4

ΔE_S correspond à l'énergie nécessaire pour satisfaire les besoins des VE.
Δt est déduit dans les deux cas à partir du temps de recharge nécessaire pour le VE le plus déchargé. Cette valeur a été calculée en utilisant les paramètres de simulation du scénario 2 de charge (μ = 2h et σ = 0,5 h) évoqué dans la partie 4.4.7.2. Le calcul des valeurs de t_{c1} et t_{c2} sont rappelées dans l'équation [Eq. 4.35].

$$\begin{cases} t_{c1} = t_{\text{départ domicile}} - \Delta t_{\text{domicile}} \\ t_{c2} = t_{\text{départ travail}} - \Delta t_{\text{travail}} \end{cases} \qquad \text{Eq. 4.35}$$

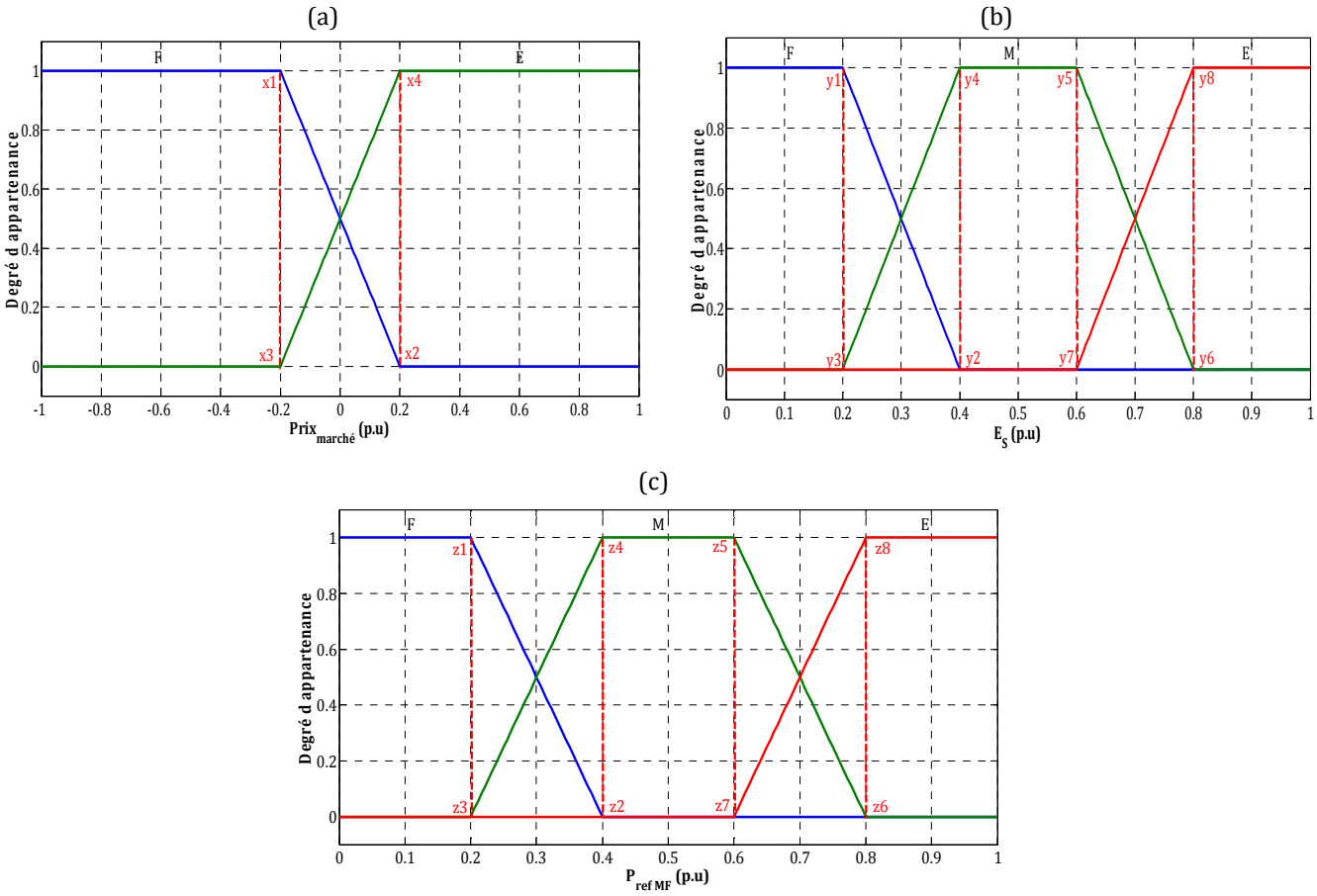


Figure 4.66 : Les FA des entrées $Prix_{marché}$ (a), E_s (b), et de la sortie P_{ref_MF} (c).

4.5.2.6 Détermination du graphe opérationnel et extraction des règles

Enfin, il est possible maintenant de définir le « graphe opérationnel » (Figure 4.67) et d'extraire les règles de commande associées au système de supervision.

Les relations entre les variables d'entrées et de sorties se définissent ainsi comme :

Si $t < t_{c1}$ (t_{c2}) et $E_S < E_{S\,max}$:

Si $Prix_{marché}$ est F **et** E_S est F **alors** P_{ref_MF} est E

Si $Prix_{marché}$ est F **et** E_S est M **alors** P_{ref_MF} est M

Si $Prix_{marché}$ est F **et** E_S est E **alors** P_{ref_MF} est F

Si $Prix_{marché}$ est E **ou** E_S est E **alors** P_{ref_MF} est F

Si $t > t_{c1}$ (t_{c2}) et $E_S < E_{S\,max}$ **alors**

$$P_{ref\_MB} = \frac{\Delta E_S}{\Delta t}$$

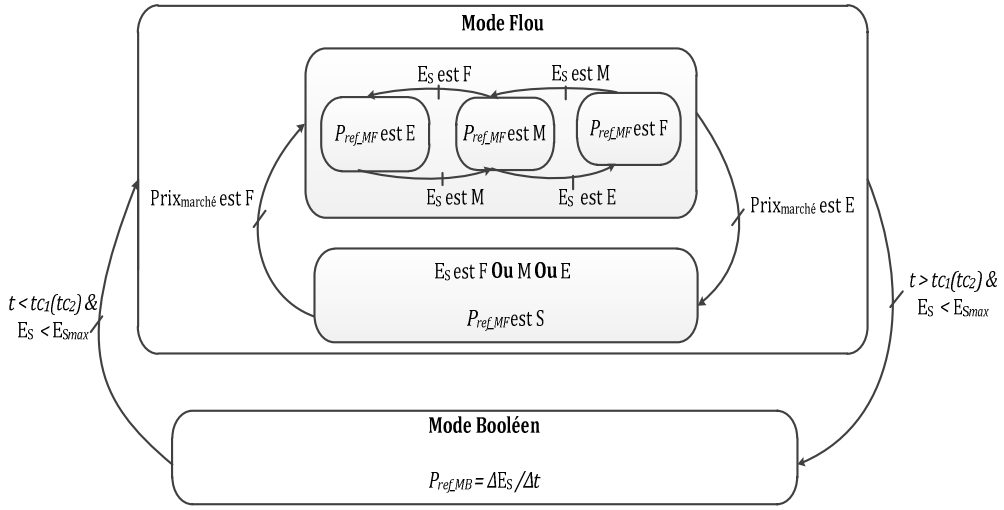


Figure 4.67 : Graphe opérationnel - TM.

4.5.2.7 Optimisation et évaluation de la performance du superviseur

4.5.2.7.1 Implémentation de l'algorithme d'optimisation

Comme illustré dans les sections 4.4.8.1 et 4.5.1.7.1, l'optimisation des paramètres influents du superviseur nécessite la définition d'une *fonction objectif*. Celle-ci est donnée à l'équation et correspond au coût global d'achat de l'énergie sur le marché intraday sur un horizon annuel.

$$f_{obj} = min\left[\sum_{i=1}^{n}(P_{consommation} + P_{VE_{ref}}) \times Prix_{marché}\right] \qquad \text{Eq. 4.36}$$

Où n est égale au nombre de points demi-horaires sur une année (17520).

Dans une logique similaire à celle illustrée précédemment, les variables d'optimisation (individu) sont par analogie les suivants : I = {x_1, x_2, y_1, y_2, y_5, y_6, z_1, z_2, z_5, z_6, G_1, G_3, $\Delta t_{travail}$, $\Delta t_{domicile}$} et obéissent aux mêmes contraintes d'égalités et d'inégalités. Au regard des paramètres de réglage mis en œuvre dans l'AG, ils sont ceux indiqués dans le Tableau 4.5. Enfin, afin d'accroitre la rapidité de convergence, des limites inférieures et supérieures sont imposées aux variables d'optimisation (Tableau 4.17).

Tableau 4.17 : Limites inférieures et supérieures des variables d'optimisation - SFO/TM.

Variable		x_1	x_2	y_1	y_2	y_5	y_6	z_1	z_2	z_5	z_6
Valeur Empirique		-0,2	0,2	0,2	0,40	0,60	0,8	0,2	0,4	0,6	0,8
Limite inférieure		-0,9	-0,9	0,01	0,05	0,20	0,3	0,01	0,05	0,1	0,2
Limite supérieure		0,9	0,9	0,3	0,5	0,7	0,9	0,3	0,5	0,8	0,9

Variable		G_1 (€/MWh)$^{-1}$	G_3 (kW)	$\Delta t_{travail}$ (h)	$\Delta t_{domicile}$ (h)
Valeur Empirique		0,005	39220	4	4
Limite Inférieure		0,005	19610	4	4
Limite Supérieure		0,02	39220	6	12

Le gain G_1 [Eq. 4.31] est calculée à partir de la valeur absolue du prix maximal apparu sur l'année 2013 et les gains G_2 et G_3 sont déterminés à partir des données du scénario de charge 2 pour l'année 2020.

4.5.2.7.2 Synthèse des résultats de simulation

Les résultats d'optimisation des variables sont indiqués dans le Tableau 4.18. Ils seront repris pour évaluer la performance de la supervision pour le scénario de 2030. Seuls les valeurs des gains G_2 et G_3 relatifs aux besoins énergétiques et au nombre des VE seront réadaptées par pondération en utilisant les valeurs optimales obtenues.

Tout d'abord, dans une première comparaison, la Figure 4.68 oppose les deux surfaces (3-D) floues empiriques et optimisées. Le résultat d'optimisation (x_1,.... z_6) affiche clairement que la recharge des VE serait favorisée lorsque simultanément E_S est quantifiée de « faible ou moyenne » et $Prix_{marché}$ est négatif voire légèrement positif. La condition sur la valeur de $Prix_{marché}$ est aussi corrélée avec la valeur de G_1 qui est revue à la hausse. L'influence de G_1 sur $Prix_{marché}$ ordonne les valeurs supérieures à 15€/MWh comme étant

élevées. Ensuite, la réponse complémentaire apportée par le MB ($\Delta t_{travail}$, $\Delta t_{domicile}$) indique qu'il est plus avantageux dans la majorité des cas, d'assurer la recharge respective des VE entre 13h et 17h puis entre 02h et 06h. Il est donc une nouvelle fois démontré que la phase optimisation apporte un soutien considérable au réglage des paramètres influents sur la performance de la supervision.

Tableau 4.18 : Valeurs de réglage optimisées des paramètres du système de supervision-SFO/TM.

Variable		x_1	x_2	y_1	y_2	y_5	y_6	z_1	z_2	z_5	z_6
Valeur Numérique		0,15	0,31	0,12	0,28	0,35	0,6	0,015	0,02	0,1	0,3

Variable		G_1(kW^{-1})		G_2 (kW)		$\Delta t_{travail}$ (h)		$\Delta t_{domicile}$ (h)			
Valeur Numérique		0,01		32683		4		4			

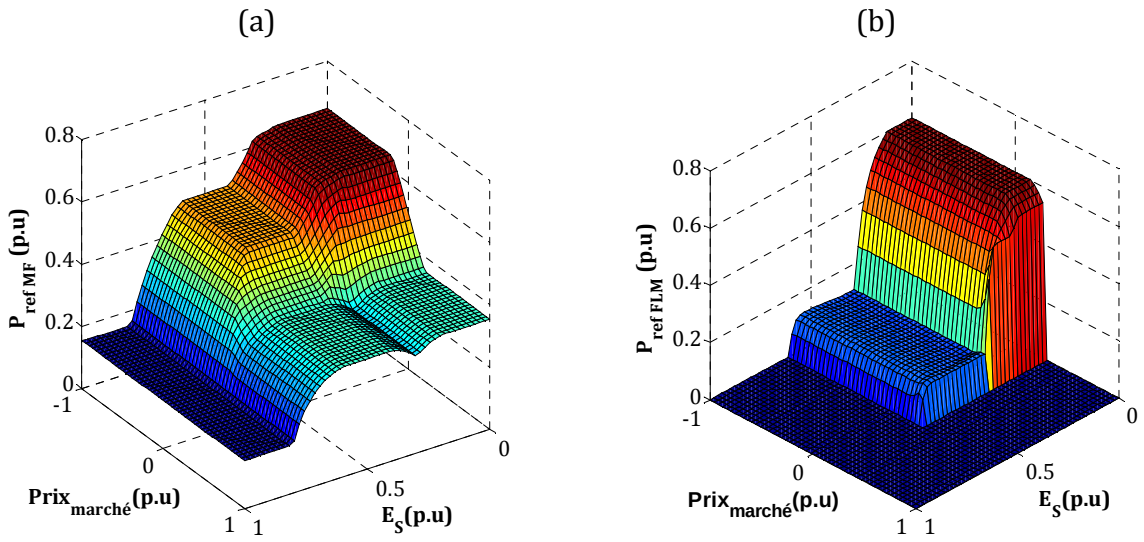


Figure 4.68 : Comparaison des surfaces floues : (a) empirique (b) optimisée - SFO/TM.

A partir des résultats de la simulation numérique du modèle de supervision développé, une synthèse globale comparant les bilans financiers, énergétiques et environnementaux est dressée dans le Tableau 4.19. Selon chaque scénario de déploiement des VE (2020/2030), le coût d'achat global de l'énergie sur le marché intraday incluant la consommation classique des clients a été calculé en fonction des cas suivants : sans supervision puis avec une supervision empirique et optimisée. Les bilans de coordination VE-éolien et des émissions CO_2 ont suivi la même logique.

Tableau 4.19 : Bilan financier, énergétique et environnementale d'optimisation des achats d'énergie sur le marché (2020/2030) - SFO/TM.

Cas	Coût total (p.u)		Coordination VE-Eolien (MWh)		Quantité CO_2 générée par les VE (tonnes)	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030
VE sans supervision	1,0215	1,0332	3135 (7,32%)	6089 (7,18%)	2315	4578
VE avec supervision empirique	1,0206	1,0318	3723 (8,70%)	7872 (9,29%)	2265	4498
VE avec supervision optimisée	1,0154	1,0239	4729 (11,05%)	10315 (12,18%)	1988	3930

Selon l'hypothèse prise pour le calcul de la facture d'achat, il a été conclu que l'incrémentation du coût à l'horizon 2020 et 2030 est respectivement de l'ordre de 2,15% et de 3,32%. En revanche, dans une première approche, la gestion a apporté respectivement un gain de 0,092% et de 0,14% sur le coût total. Cela correspond à un profit de 4,28% et 4,23% au regard du delta-coût engendré par les VE en 2020-2030. Ensuite, après implémentation de l'AG, il en résulte une diminution quantifiée de 0,6% en 2020 et portée à 0,93% en 2030. En moyenne, cette réduction globale est équivalente à 28,1% du coût d'achat pour la charge des VE, soit 6,5 fois plus que le gain généré par une supervision empirique. En règle générale, le gain est d'autant plus intéressant avec une supervision optimisée et demeure proportionnel au volume d'énergie à piloter.

A l'instar des synthèses établies précédemment, le profil de puissance global des VE imposé par le système de supervision est distribué de façon à reconstruire la charge sur l'ensemble des PS. Cette action a permis de déterminer numériquement les indicateurs énergétiques et environnementaux mentionnés dans Tableau 4.19, et les exprimés individuellement au niveau de chaque PS comme exposé dans les figures « Figure 4.69 - Figure 4.70 ».

Eu égard de ces résultats, le taux de couverture de la consommation des VE par l'énergie éolienne en 2020 passe de 7,32% à 8,70% dans le cas d'une supervision empirique. Cette valeur se voit augmenter de 2,65% pour atteindre 11,05% dans le cadre d'une supervision optimisée. Energétiquement parlant, cela correspond à 4729 MWh soit un apport de 1594 MWh par rapport au cas sans supervision. Ce gain est équivalent aux besoins énergétiques annuels d'environ 395 VE. En 2030, le gain supplémentaire comptabilisé atteint les 5%, soit un volume de 4226 MWh assurant ainsi la recharge de plus de 1050 VE. En conclusion, ce sont 1171 et 2558 VE qui seront rechargés par une énergie dite « verte » à horizon de 2020 et 2030.

Ensuite, au regard du bilan des émissions CO_2, le constat est le même : les gains en termes de minimisation du bilan carbone sont davantage intéressants lorsqu'une supervision optimisée est implémentée. Par conséquent, en 2020, les gains sont portés à 327 au lieu de 50 tonnes de CO_2. Ceux-là sont augmentés de 648 tonnes de CO_2 en 2030. Au

final, dans le cadre d'une supervision empirique les VE seront auteurs d'une émission moyenne de 12,96 g/km contrairement à la supervision optimisée qui amène cette moyenne à 11,35 g/km. Relativement au cas sans supervision, cette diminution est quantifiée à 14,1%.

La favorisation de la recharge des VE, pendant les périodes où le prix du marché continue « intraday » est faible, explique ce constat dérivé de l'étroite corrélation entre le prix, la consommation et les émissions CO_2.

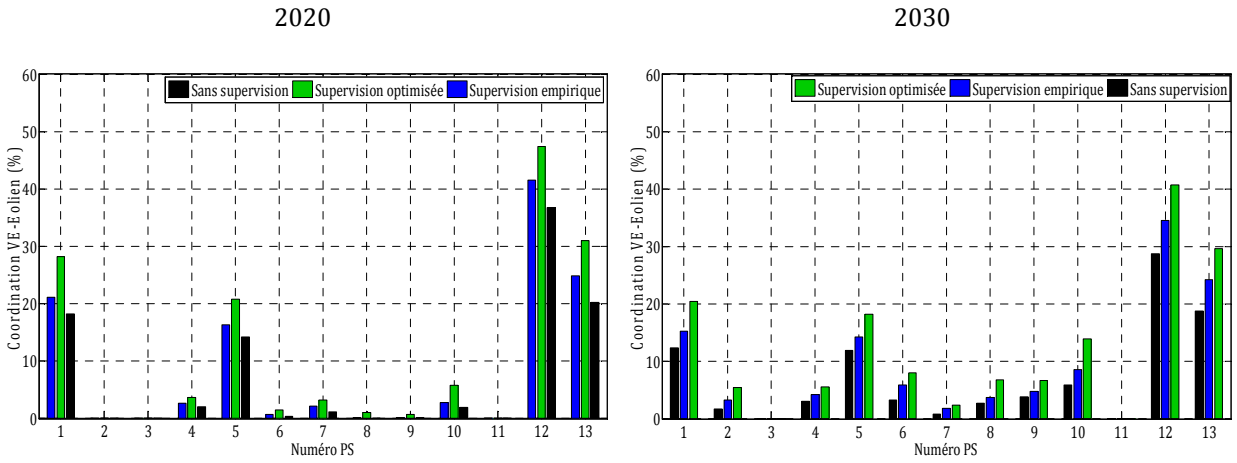


Figure 4.69 : Bilan de coordination VE-éolien - SFO/TM.

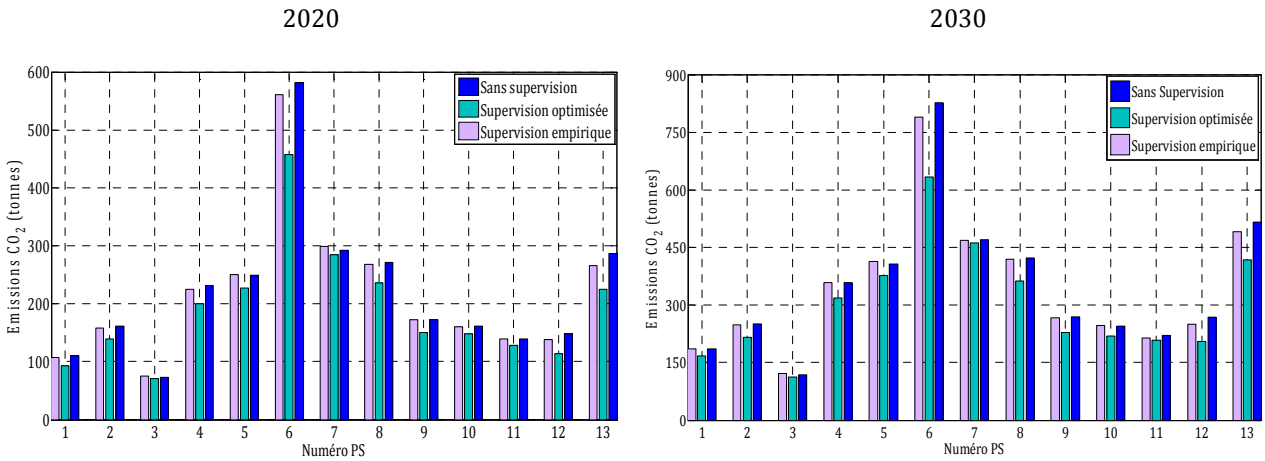


Figure 4.70 : Bilan des émissions CO_2 générées par les VE - SFO/TM.

Enfin, afin de mettre en exergue la robustesse du système de supervision pour son adaptation à différents scénarios de variation du prix du marché « intraday », un exemple comparant des courbes de charges des VE en 2030 avec et sans supervision est relaté aux figures « Figure 4.71 - Figure 4.73 ». Le premier scénario montre clairement que lorsque le

prix de l'énergie est supérieur à 30 €/MWh, la supervision optimisée reporte l'ensemble des besoins des VE jusqu'un début de session de charge à 13h pour une recharge au travail et à 02h du matin pour une recharge au domicile. Cette action permet de bénéficier d'un prix de charge compris respectivement entre 60 et 65 €/MWh et entre 31 et 42 €/MWh à l'inverse des cas : sans supervision et avec une supervision empirique (65-87€/MWh et 42-102 €/MWh).

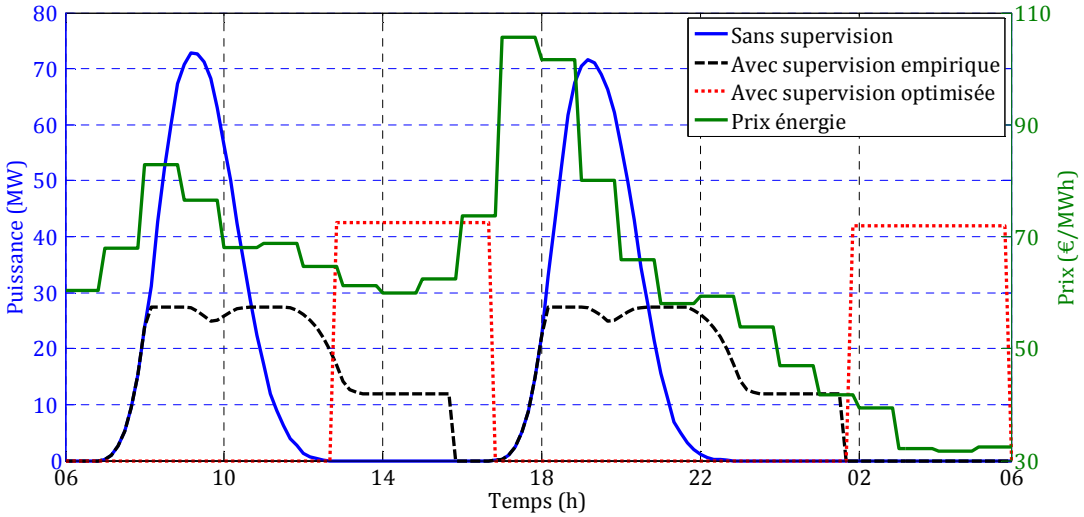


Figure 4.71 : Profils de charge des VE avec et sans supervision - scénario 1 - SFO/TM.

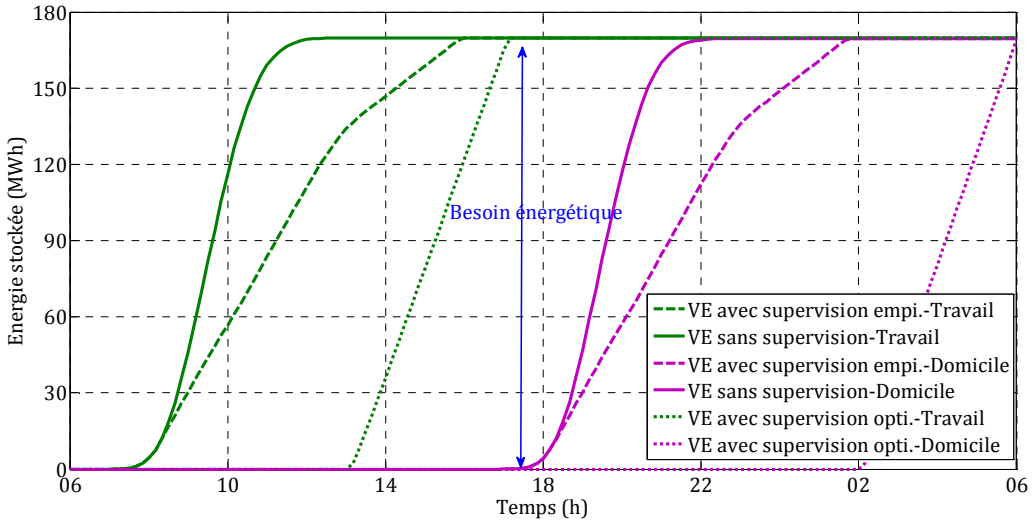


Figure 4.72 : Evolution de l'énergie stockée dans les VE avec et sans supervision - scénario 1 - SFO/TM.

D'autre part, lorsque le prix du marché « intraday » varie tout au long de la journée entre 5 et 37 €/MWh (Figure 4.73), la supervision optimisée s'adapte à cette fluctuation

pour permettre respectivement une recharge au travail et au domicile des VE comprise entre 10 et 15 €/MWh et entre 15 et 19 €/MWh, contrairement au cas « supervision empirique » qui accorde une recharge au domicile comprise entre 19 et 37 €/MWh. Dans les deux cas de figures, la contrainte imposée au système de supervision pour assurer l'état de pleine charge des VE a été respecté. Une illustration graphique des différents profils résultants à cet effet est donnée dans les figures « Figure 4.72 - Figure 4.74».

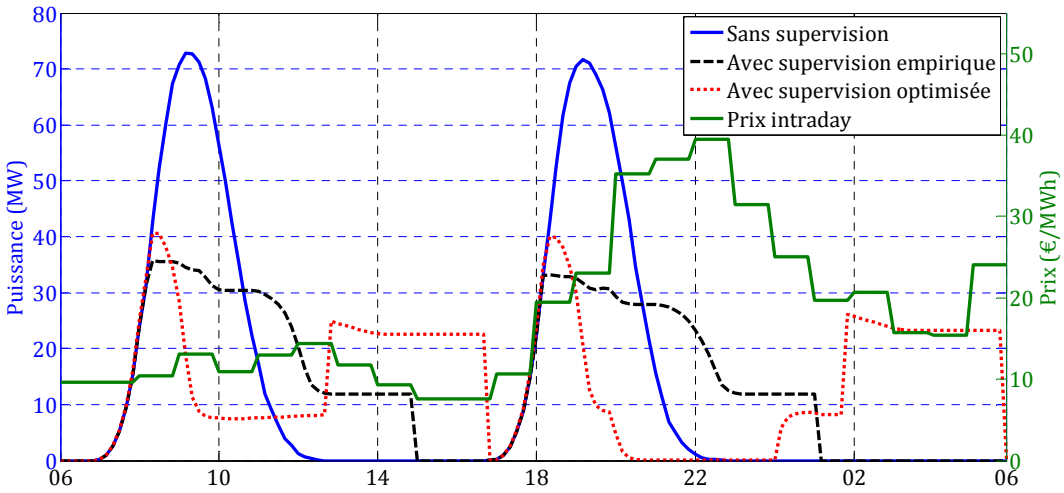


Figure 4.73 : Profils de charge des VE avec et sans supervision - scénario 2 - SFO/TM.

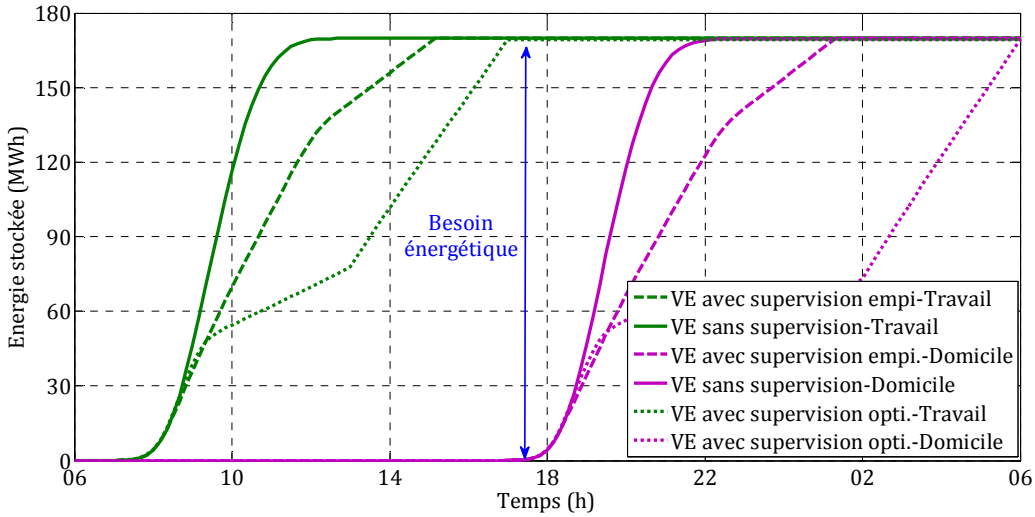


Figure 4.74 : Evolution de l'énergie stockée dans les VE avec et sans supervision - scénario 2 - SFO/TM.

4.6 Participation au mécanisme d'ajustement - SRT2

4.6.1 Pré-requis

Contrairement aux études menées pour les services SRD4 et SFO, où la supervision avait un apport en temps réel dépourvue de conditions préalables, l'élément le plus important dans le cadre du mécanisme d'ajustement (MA) est de pouvoir d'une part estimer les effacements de consommation à transmettre au gestionnaire de réseau de transport (RTE) et d'autre part ajuster la planification des charges VE pour répondre aux offres proposées. Ces effacements doivent être transmis à titre indicatif en J-1 pour une activation pour le jour J, avec une éventuelle rectification en infra-journalier en cas de modification significative. Il est ainsi clair, que l'étude du service SRT2 révèle une exception et n'obéira pas à l'ensemble des étapes de la méthodologie précédemment définie.

La structuration de ce mécanisme est relativement complexe, les règles et les modalités de participation au MA ne seront pas entièrement reprises dans ce rapport, elles sont évoquées de façon plus détaillée et précise dans [129]. Néanmoins, une synthèse des éléments les plus importants sera décrite pour une meilleure compréhension du développement succédant.

Tout d'abord, un acteur d'ajustement doit notifier à RTE un périmètre d'ajustement établi sur un modèle prédéfini. Ce dernier correspond dans le cadre de notre étude aux sites raccordés au réseau public de distribution, autrement dit, les points de recharges des VE. De plus, l'acteur participant au MA doit être en mesure de proposer une puissance mobilisable supérieure ou égale à 10 MW. Celle-ci peut être le résultat d'un regroupement de plusieurs unités d'agrégations raccordées au réseau de distribution et appartenant à la même entité d'ajustement. Dans le cas présent, l'entité d'ajustement peut être affectée au fournisseur d'énergie avec comme unités d'agrégation, des consommateurs titulaires des contrats d'accès au réseau.

4.6.2 Détermination du cahier des charges

Le système électrique qui va servir de cas d'application correspond à l'ensemble des VE raccordés au réseau de distribution et appartenant à différentes unités d'agrégations (Figure 4.75). De même, il est à savoir que le pilotage de charge des VE en vue d'une participation aux offres d'ajustement doit être défini par un ensemble de paramètres, soit :

- La période de validité;
- Le sens de l'offre : à la hausse ou à la baisse;
- Le prix d'offre, exprimé en €/MWh.

Il faut noter que pour un moins fort soutirage sur le réseau électrique, le report de charge des VE sera mobilisé pour répondre aux offres à la hausse. La valeur du prix d'offre sera ainsi utilisée pour établir la rémunération versée par RTE à l'acteur d'ajustement. Cette valorisation des offres d'effacement est soumise à certaines contraintes imposées par le MA. Celles-ci correspondent à la déclaration préalable (J-1) de :

- la chronique d'effacement de puissance maximale et minimale offerte (P_{max} ; P_{min}) ;
- la durée d'utilisation minimale ($d_{min} \geq$ 10 minutes) ;
- la durée d'utilisation maximale (d_{max});
- l'énergie effacée (E);
- délai de mobilisation (D_m): ce délai est représentatif des contraintes d'ordre technique lié à la performance de l'architecture de communication déployée.

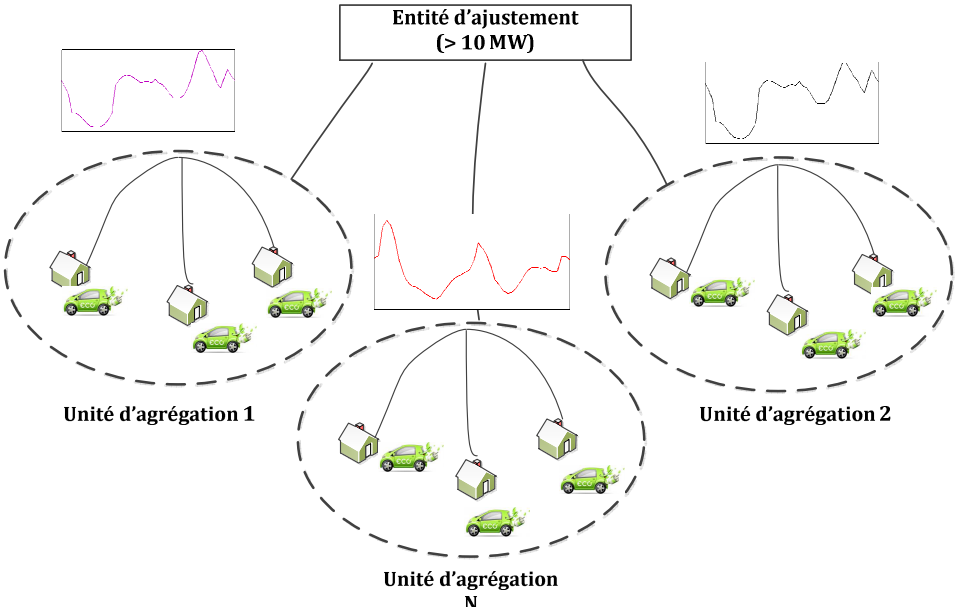


Figure 4.75 : Schéma d'une entité d'ajustement de type point de soutirage à courbes de charges télé-relevées.

Le schéma ci-dessous (Figure 4.76) illustre graphiquement un exemple d'une offre à la hausse en reprenant l'ensemble des contraintes susmentionnées. Il est ainsi évident que la définition de ces paramètres est sensible au type de charge à actionner. L'incertitude liée aux heures de connexion des VE et l'estimation des besoins énergétiques peut constituer une source d'erreur impactant la qualité de l'offre proposée au MA.
A ce propos, une marge d'erreur sur le volume d'énergie communiquée au préalable (E) est autorisée par le GRT. Celle-ci est définie par [Eq. 4.37] :

$$|\Delta E| = |E - E_{mobilisée}| < Min\ [0{,}2 \times E\ ;\ 50\ MWh] \qquad \text{Eq. 4.37}$$

Ainsi, si l'exécution de l'ordre d'ajustement est considérée comme défaillante, des pénalités sont appliquées et facturées à l'acteur d'ajustement sur la base de [Eq. 4.38] :

$$Pénalités = 0{,}35 \times |\Delta E| \times max[Prix_{offre}\ ;\ Prix_{spot\ de\ référence}] \qquad \text{Eq. 4.38}$$

Finalement le gain financier se réduit à [Eq. 4.39] :

$$Gain_{MA} = E \times Prix_{offre} - Pénalités \qquad \text{Eq. 4.39}$$

Ainsi, la valeur de $Gain_{MA}$ sera utilisée pour établir le bilan financier du SRT2. Dans une logique similaire à celle de SRD4/SFO, une synthèse des émissions CO_2 et du potentiel de coordination VE-éolien sera établie dans le but de mesurer l'impact de ce service.

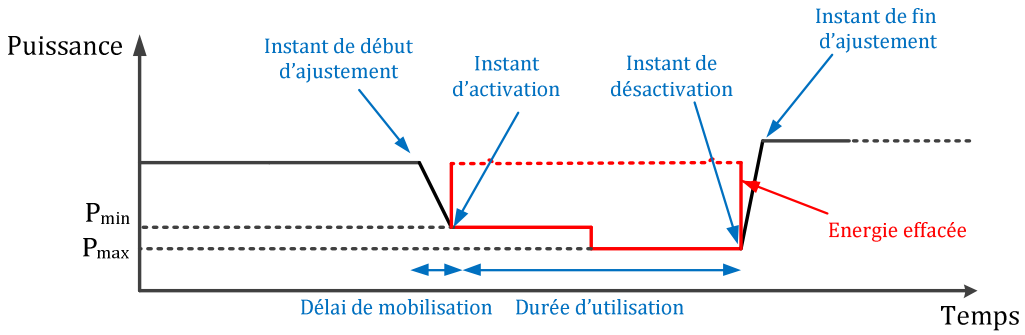


Figure 4.76 : Illustration des éléments définissant une offre d'ajustement à la hausse.

4.6.3 Identification des capacités d'effacement des VE

Dans l'objectif d'identifier le potentiel de participation des VE au MA et de quantifier l'erreur moyenne générée par l'aspect aléatoire de la charge des VE sur la valeur du $Gain_{MA}$, une sélection de scénarios a été retenue pour cette analyse. Ceux-là reprennent des moyennes et des écarts types similaires à ceux exposés dans la section 4.4.7.2.

Dans un premier temps une comparaison des temps d'arrivée (T_a) des VE aux points de charges travail/domicile est réalisée en considérant trois moyennes différentes (8h/18h, 8h30/18h30 et 9h/19h) avec un écart type identique (0h30). Cette étape vise à identifier les instants d'activation des offres d'effacement proposées par le pilotage des charges VE à l'égard des scénarios créés. Les résultats issus de la distribution normale de T_a en considérant un parc de 10600 VE sont respectivement affichés dans les tableaux « Tableau 4.20 - Tableau 4.21 ». Il ressort des simulations que la justification du seuil minimal de participation « 10 MW » imposé à l'acteur d'ajustement est réalisable au « plus tard » à

8h35 pour un effacement VE au travail, et à 18h35 dans le cas d'un effacement VE au domicile. En revanche, dans le cas des scénarios 1 et 2, l'instant d'activation de l'offre d'ajustement est respectivement avancé à 07h30/08h15 et 17h30/18h15. Ces valeurs supposent respectivement des périodes de validité minimale d'une offre d'ajustement incluses entre 07h30 et 8h45 puis entre 17h30 et 18h45. Un exemple de représentation graphique de la fonction de distribution et de répartition des temps d'arrivée des VE au travail dans le cadre du scénario 2 est relaté à la Figure 4.77.

Tableau 4.20 : Identification des temps d'activation des offres d'effacement - recharge au travail.

Scénario	Valeur moyenne (h)	Ecart-type (h)	Valeur minimale (h)	Instant potentiel d'activation
1	8h00	0h30	06h00	07h30
2	8h30	0h30	06h50	08h15
3	9h00	0h30	07h20	08h35

Tableau 4.21 : Identification des temps d'activation des offres d'effacement - recharge au domicile.

Scénario	Valeur moyenne (h)	Ecart-type (h)	Valeur minimale (h)	Instant potentiel d'activation
1	18h00	0h30	16h00	17h30
2	18h30	0h30	16h50	18h15
3	19h00	0h30	17h20	18h35

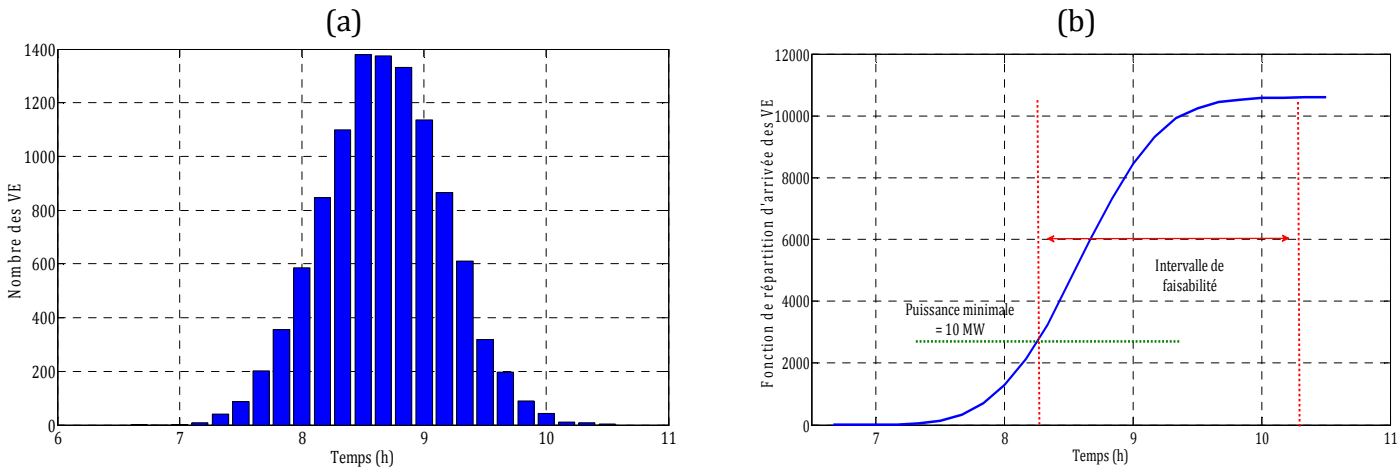


Figure 4.77 : Distribution normale (a) et fonction de répartition (b) des temps d'arrivée des VE aux points de recharge travail - scénario 2.

D'autre part, l'estimation des énergies déclarées en effacement et de l'erreur associée va reprendre simultanément les données du scénario 2 comme une référence des temps de connexion de charge ainsi que trois cas de consommation électrique de VE. Ces derniers sont représentatifs des durées de charge (D_r) moyennes de : 1h30, 2h00 et 2h30 avec un écart type de 30 minutes introduit de façon similaire à l'ensemble des cas. La reconstitution des courbes de charges des VE en indiquant l'instant admissible d'activation des effacements VE et de leurs durées respectives d'utilisation sont relatées à la Figure 4.78. Il faut noter ici, que les durées d'utilisation sont inférieures ou égales aux périodes de validité définies a priori dans le MA. Ainsi, d'après les résultats de simulation, il est constaté que la durée maximale d'utilisation d'une offre ajustement à la hausse peut varier de 2h10 à 3h10 en considérant un instant d'activation à 8h15. En revanche, la durée d'utilisation minimale de 10 minutes est valable que pour des instants d'activation appartenant respectivement aux intervalles suivant : [8h15 ; 10h20], [8h15 ; 11h00] et [8h15 ; 11h20]. En termes d'énergie maximale, cela équivaut à un volume compris entre 58,6 et 97,7 MWh pour un parc de 10600 VE. Cet indicateur est augmenté de 98,2% pour un scénario de déploiement de 21000 VE en 2030.

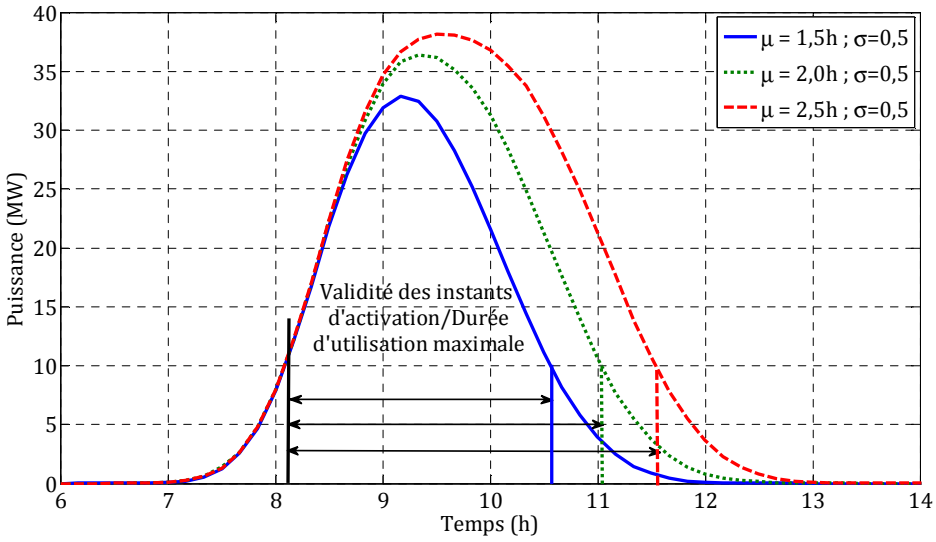


Figure 4.78 : Estimation des durées d'utilisation maximales des effacements VE.

Ensuite, afin de déterminer le potentiel de flexibilité des capacités d'effacement des VE sur toute la période de validité, le scénario de charge (μ=2,0h ; σ=0,5h) a été retenu comme cas d'application. Pour ce faire, il convient d'incrémenter par pas de 10 minutes l'instant d'activation dans son intervalle de validité en lui associant différentes durées d'utilisation. Ces valeurs sont nécessairement fixées a priori par l'acteur d'ajustement et transmises à l'exploitant du système électrique.

Mathématiquement, cela revient d'écrire :

$$E_{effacée}(I_a, d) = \begin{cases} \sum_{i=1}^{n} D_r(i) \times P_{VE} \,, & D_r < d \\ n \times d \times P_{VE} & , D_r \geq d \end{cases} \qquad \text{Eq. 4.40}$$

Où :
D_r est la durée de charge nécessaire pour chaque VE ;
d représente la durée d'utilisation de l'offre d'effacement ;
n, le nombre de VE connectés pendant d ;
et P_{VE} correspond à la puissance de charge en mode normal.

La modélisation de la flexibilité des capacités d'effacement VE a été exécutée en exploitant un parc de 10600 VE. Le résultat obtenu est rapporté à la Figure 4.79. La réponse finale dégage des offres d'effacement non linéaire dont la valeur du gain dépend principalement des instants de sollicitation définis dans le MA. Ce constat est dû à la double variabilité imposée par les heures de connexion et les durées de charge requises par chaque VE. Par conséquent, dont le but de maximiser les profits, il serait intéressant pour l'acteur d'ajustement de participer à des offres d'effacement débutant au plus tard à 9h15 pour des durées d'utilisation supérieures à 1h30. En tout état de cause, l'énergie valorisée sur le MA sera comprise entre 2,4 et 76,2 MWh pour ce scénario de charge considéré comme représentatif d'une future réalité. L'extrapolation de ce résultat à horizon de 2030 offre un volume effaçable situé entre 4,7 et 151,1 MWh.

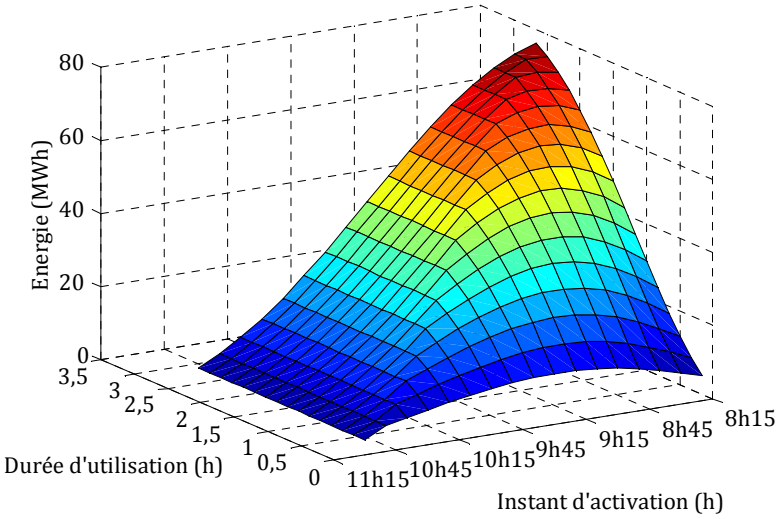


Figure 4.79 : Estimation de l'énergie effacée dans le cadre d'une offre d'ajustement.

Les résultats présentés jusqu'à présent supposent une parfaite prédiction des courbes de charge des VE et n'intègre aucune notion d'erreur. Ainsi, dans la logique d'identifier le volume d'énergie défaillant dans le cas présent, une erreur sera portée au niveau des durées de charge des VE modifiant ainsi les volumes d'énergie déclarés par l'acteur d'ajustement. En revanche, les instants de connexion demeurent inchangés. Cette hypothèse est justifiée par le fait que l'acteur d'ajustement a l'avantage d'annuler son ordre avant l'instant d'activation si l'exécution de ce dernier s'avère défaillante (par exemple : une arrivée tardive des VE).

A cet égard, le volume d'énergie précédemment estimée est confronté à celui du scénario de charge (μ=1,5h ; σ=0,5h), soit un écart global réalisé de 25%. La déduction du volume d'énergie défaillant en établissant la différence entre les deux scénarios est exposée à la Figure 4.80. A partir de ce résultat, il est évident que l'erreur sur le volume d'énergie déclaré est plus importante pour des durées d'utilisation supérieures à 1h30 avec des instants d'activation compris entre 8h30 et 9h30. En revanche, elle est plus faible lorsque la durée d'utilisation est inférieure à la demi-heure. Ce constat est valable aussi pour les offres d'effacement à des instants d'activation apparaissant après 10h30. Numériquement, l'erreur la plus faible et la plus élevée est respectivement de l'ordre de 0,05 et de 15,2 MWh. L'erreur moyenne calculée étant de 7,48 MWh, soit un écart moyen (énergie mobilisée - énergie déclarée) de 24,9%. En reprenant, les conditions des pénalités évoquées précédemment, sanctionnant ainsi à hauteur de 35% les volumes d'énergie supérieurs à Min (0,2*E ; 50 MWh), les résultats de la Figure 4.80 se transforment à ceux montrés dans la Figure 4.81. Les valeurs ont été donc réduites à un intervalle défini de 0 à 5,3 MWh. Ce volume d'énergie représente une perte moyenne de 9,8% sur le gain financier. L'erreur minimale et maximale calculée est respectivement de l'ordre 0% et 20,4%.

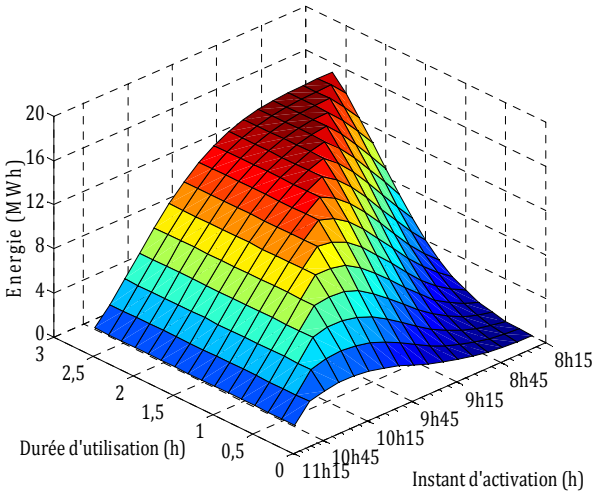


Figure 4.80 : Estimation du volume d'énergie défaillant.

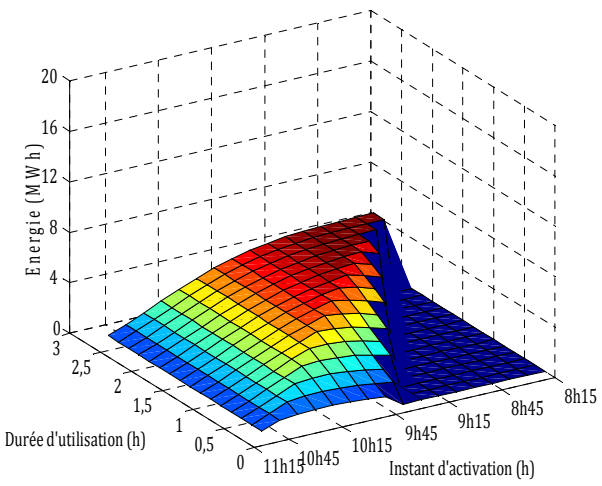


Figure 4.81 : Estimation de l'énergie facturée à l'acteur d'ajustement.

En conclusion, cette partie a mis en exergue le potentiel de participation des VE au MA en évaluant le volume d'énergie valorisée à chaque instant et pour des durées d'utilisations différentes. La démonstration a porté sur le scénario de charge de référence retenu dans tout le développement du chapitre 4 (Ta : μ=8,5h ; σ=0,5h ; durée de charge : μ=2,0h ; σ=0,5h). Par analogie, ces conclusions sont aussi valables pour la recharge des VE au domicile. Ensuite, l'introduction d'une erreur globale de 25 % sur le besoin énergétique des VE a généré une pénalité moyenne de 9,8% sur le gain financier. Les conclusions tirées de ce développement vont être extrapolées à horizon de 2030 par pondération. Le constat établi dans cette partie est valable que pour les hypothèses susmentionnées, ces dernières demeurent discutables.

4.6.4 Algorithme de planification de la charge des VE

La participation des VE au MA nécessite une planification ajustée des périodes de charge VE et cela en fonction des périodes de validité de l'offre et des instants d'activation prédéfinis. A ce propos, un algorithme est proposé dans le but de respecter les contraintes et de maximiser les gains générés. Le pas d'évolution de l'algorithme est fixé à 10 minutes et sa fonctionnalité est organisée comme suite : une identification du type d'offre est réalisée dans un premier temps. Celle-ci est codée sur la base de +1 (offre à la hausse) et -1 (offre à la baisse). Ensuite, l'activation de la planification débute lorsqu'un la connexion du VE au réseau électrique est détectée. La troisième étape consiste à comparer l'instant t à I_a (instant d'activation potentiel) estimé à partir du modèle prévisionnel des temps d'arrivée (T_a) des VE (8h35 (travail)/ 18h35 (domicile)). Par la suite, une confrontation entre la période de validité de l'offre ([T_i ; T_f]) et les instants de début et de fin de charge de VE initialement prévus est exécuté. Cette étape vise à sélectionner les VE dont la période de charge coïncide avec la période de validité. Les VE finissants leur période de charge (P_C) avant l'instant d'activation de l'offre ou arrivant après fin de la période de validité (T_f) sont exclus de l'opération. Par conséquent, les VE retenus voient leur P_C modifiée afin d'interdire toute recharge pendant la durée d'utilisation prédéfinie. L'opération est ainsi répétée pour l'ensemble des VE jusqu'à l'atteinte de l'instant de fin d'ajustement. L'exercice est réalisé en exploitant les distributions générées à partir des données du scénario de charge (μ=2,0h ; σ=0,5h) et en ne considérant que le mode de charge en 230V/16A. Le délai de mobilisation est supposé inférieur ou égal au pas de simulation (10 minutes). Ce paramètre est intrinsèquement lié à la performance de l'architecture de communication déployée pour la gestion des VE. La Figure 4.82 illustre le synoptique de l'algorithme de planification des périodes de charge de VE dans le cadre d'une participation au MA.

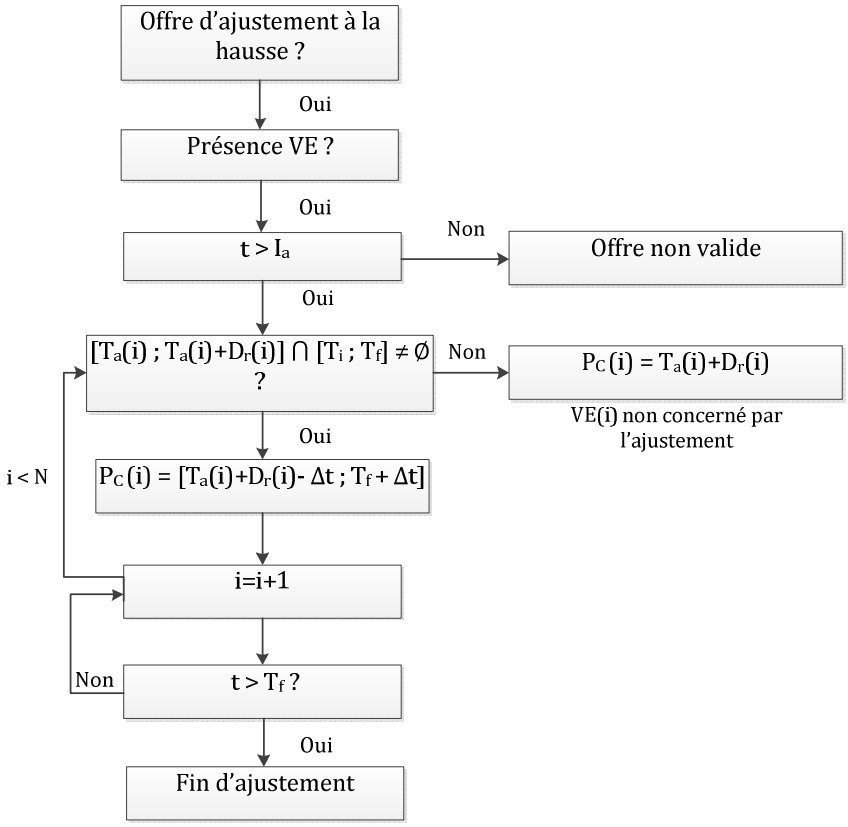


Figure 4.82 : Synoptique de l'algorithme de planification des charges des VE - SRT2.

4.6.5 Résultats de simulation - synthèse des indicateurs de performance

La simulation de l'algorithme développé repose sur l'utilisation des données historiques du mécanisme d'ajustement de l'année 2012, elles sont consultables sur le site eCO2mix de RTE [129]. Le graphique ci-dessous (Figure 4.83) indique la répartition annuelle des offres pour chaque sens d'ajustement. La part des offres à la hausse est de 39%, soit un volume horaire de 3416 heures calculé sur la base de 365 jours. Les offres à la baisse comptabilisent 4905 heures quant aux offres nulles enregistrent une part de 439 heures. Une illustration graphique de la variation annuelle des prix d'ajustement pour l'ensemble des offres est relatée à la Figure 4.84. Un pic de 1939€/MWh a été atteint au mois de février 2012, suite à la très forte consommation induite par la vague de froid. La valeur moyenne des prix d'ajustement est de l'ordre de 52 €/MWh. La Figure 4.85 reprend les prix moyens horaires des offres à la hausse déterminés sur l'année. Ces derniers composent un intervalle moyen compris entre 44 et 71 €/MWh. Les prix atteignent un pic à 9h puis à 18h et affiche une valeur minimale vers 6h du matin. Les plages potentielles de participation aux offres à la hausse sont donc celles de 07-14h et de 17-23h. Celles-ci

coïncident respectivement avec les heures de connexion au travail et au domicile. Ce fait, va permettre à l'acteur d'ajustement de bénéficier des prix les plus avantageux du MA.

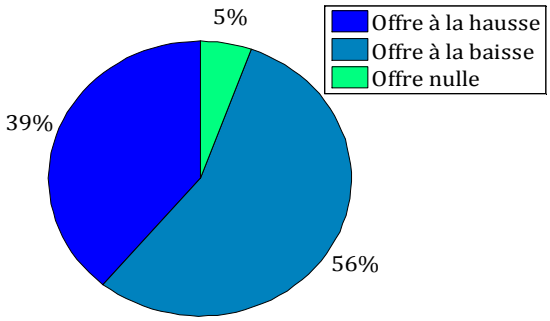


Figure 4.83 : Répartition des offres d'ajustement par sens.

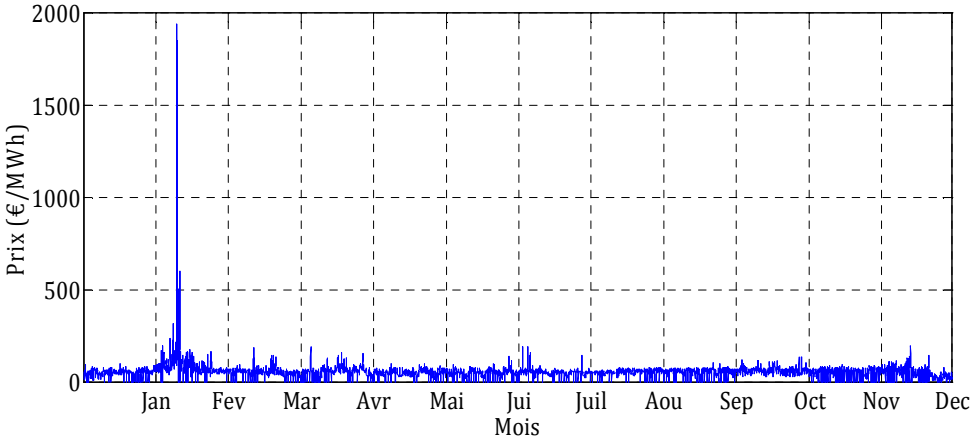


Figure 4.84 : Variation annuelle des prix des offres d'ajustement.

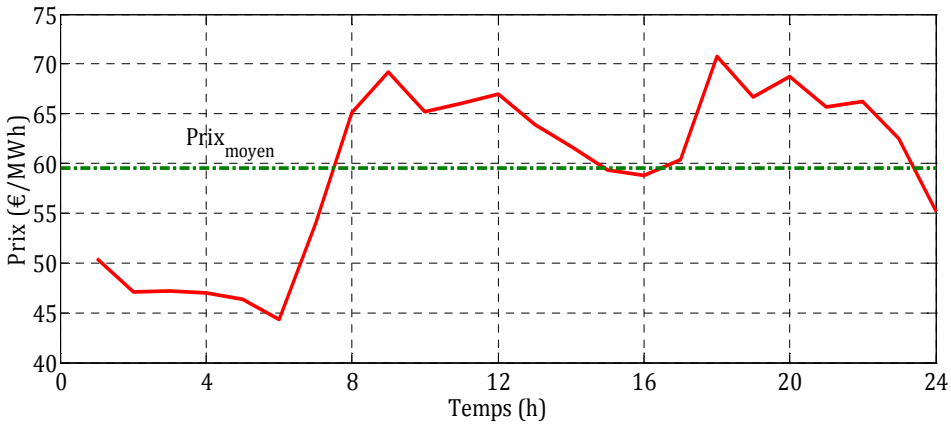


Figure 4.85 : Prix moyen journalier des offres à la hausse.

L'évaluation de l'algorithme proposé a été effectuée en considérant les scénarios de déploiement des VE en 2020/2030. Les résultats de simulation ont permis de conclure que l'effacement des charges des VE pour répondre aux offres d'ajustement va permettre de générer un gain annuel estimé à 970 k€ en 2020 et augmenté à 1795 k€ en 2030. Cela est réalisé en reportant la charge des VE pendant les périodes de validité des offres à la hausse proposées par le MA. La durée d'utilisation annuelle des VE pour le MA a été estimée à 970 heures, soit 68,2 % des heures d'utilisation possibles sur une année (1422 heures). Ce chiffre est le résultat d'un calcul établi sur la base d'une durée d'utilisation maximale de 2h50 pour chaque scénario de charge (travail/domicile) sur une période de 251 jours/an. En 2030, la durée d'utilisation maximale possible a été estimée à 1674 heures et celle proposée et validée dans le cadre du MA est de 1115 heures.

D'autre part, l'exécution des offres d'ajustement à la hausse a nécessité la mobilisation d'un volume d'énergie de 14 980 MWh en 2020, incrémenté à 30 620 MWh en 2030.

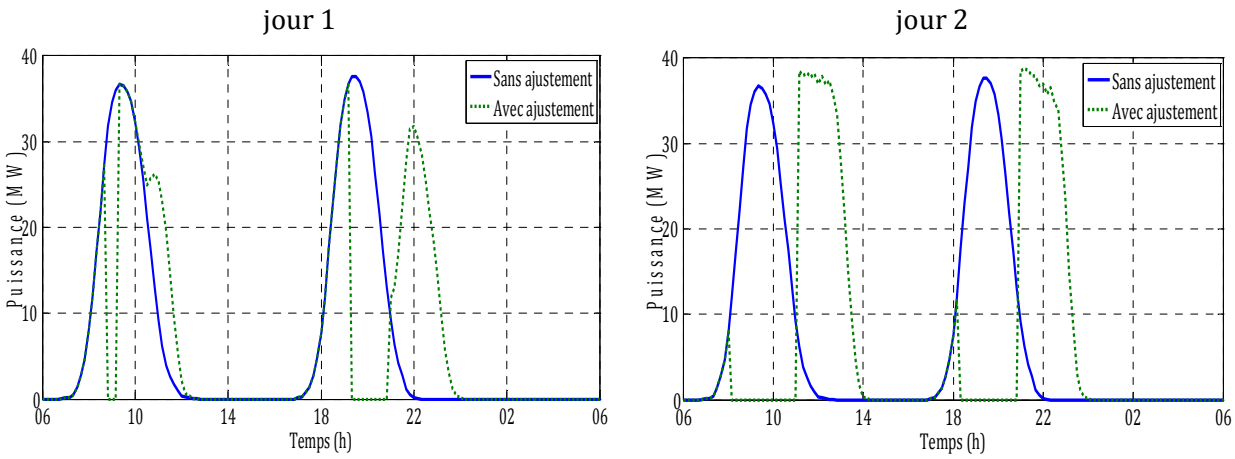


Figure 4.86 : Comparaison des profils VE avec et sans ajustement.

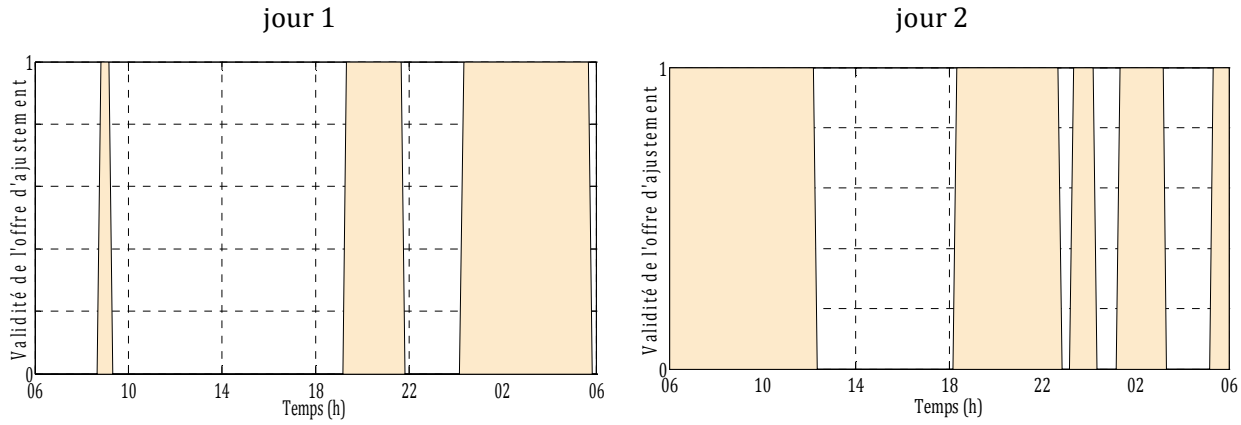


Figure 4.87 : Période de validité des offres d'ajustement.

Les courbes de charges relatées ci-dessus (Figure 4.86) exposent le profil de charge des VE pour deux jours différents sans et avec ajustement, et cela en fonction des périodes de validité des offres (Figure 4.87). Il est démontré que la planification des périodes de charge VE est parfaitement réalisée tout en respectant les instants d'activation et de désactivation des offres d'ajustement. Dans le cas du « jour 1 », un report de charge partiel a été réalisé, où la recharge des VE au travail a été interrompue pendant 20 minutes entre 09h et 09h20 puis durant 2h20 le soir entre 19h10 et 21h30. En revanche, dans le second cas « jour 2 », la recharge des VE a été majoritairement déplacée en proposant pour la recharge au travail une durée d'utilisation maximale de 2h50 et une durée de 2h40 le soir pour la recharge au domicile.

Ensuite, en vue de démontrer l'impact de la participation des VE au MA sur les profils de puissance, un exemple de courbe de charge au niveau d'un PS est illustré à la Figure 4.88. Les deux profils VE exposés à la Figure 4.86 ont été ajoutés au même profil de charge du PS. Il ressort de cette illustration que le report de charge sur une durée d'utilisation maximale « jour 2 » peut générer des pics de puissances accrus dus (10h-13h) à la synchronisation des charges des VE après l'instant de fin d'utilisation, synonyme d'un « effet rebond ».

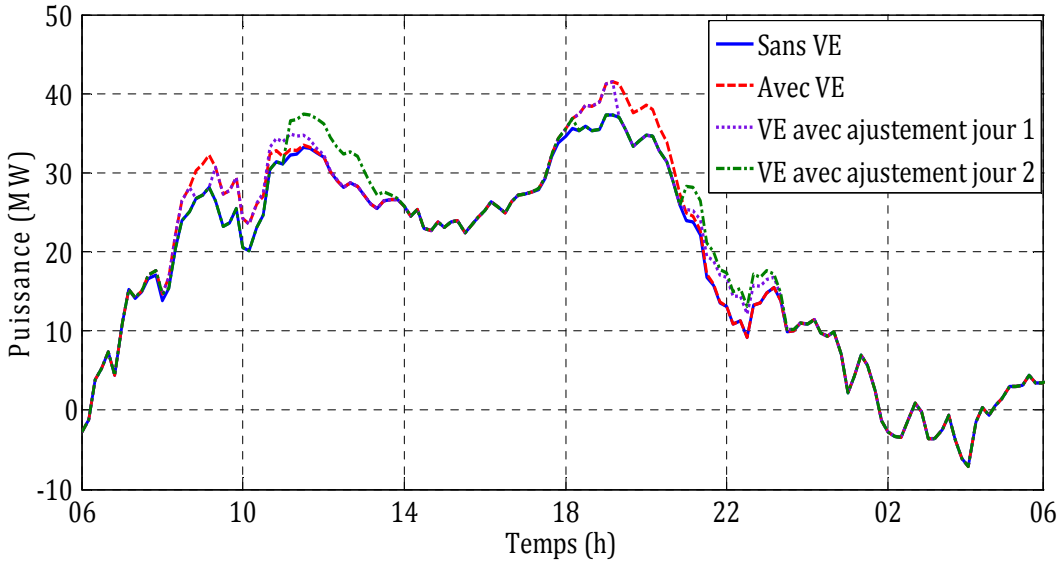


Figure 4.88 : Impact de la participation des VE au MA sur la courbe de charge d'un PS.

En outre, conformément aux analyses portées sur l'évaluation des taux d'émissions CO_2 et de coordination VE-éolien des services SRD4/SFO, il en sera de même pour le service SRT2. Les résultats liés à ces indicateurs sont présentés respectivement dans les figures « Figure 4.89 - Figure 4.90». Contrairement aux conclusions tirées dans les services SRD4/SFO, où le pilotage de charge des VE a permis conjointement d'accroitre le taux de

couverture de la consommation des VE par la production éolienne et d'atténuer les taux des émissions CO_2, les résultats obtenus dans le cadre de participation au MA affichent des conclusion décevantes où les valeurs sont quasi similaires au cas « sans ajustement ». Il a été noté que la planification des charges des VE en vue de maximiser les gains financiers n'octroie qu'un très faible gain d'augmentation de coordination VE-éolien estimé à 0,2%, soit un taux final de 7,6% au lieu de 7,4%. Cette valeur demeure statique en 2030. En termes de minimisation du taux de CO_2, quasiment aucune différence n'a été constatée. En 2020 et tout comme en 2030, le taux d'émissions CO_2 sera de l'ordre de 13,1 g/km, soit 0,1 g/km de moins comparé au cas sans ajustement.

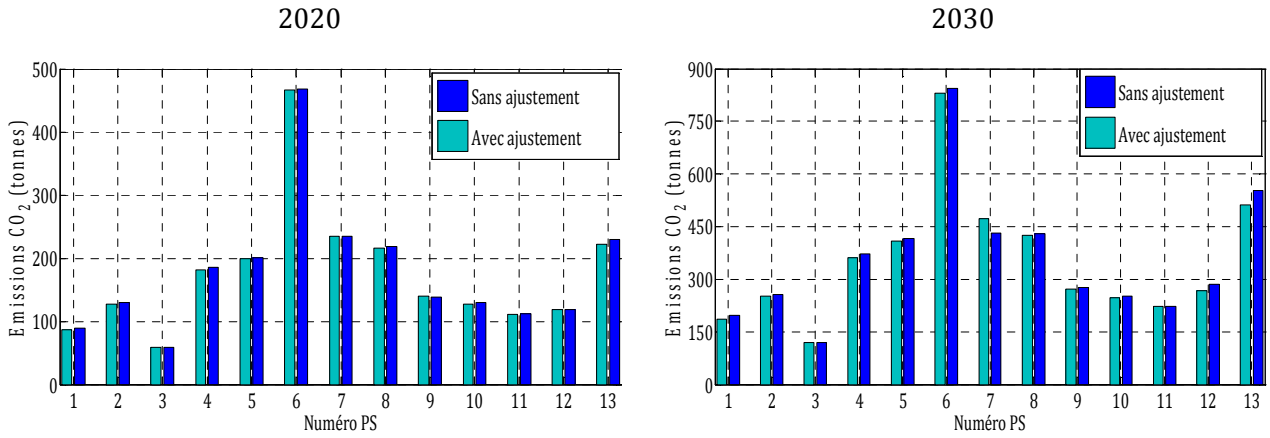


Figure 4.89 : Bilan des émissions CO_2 générées par les VE - SRT2.

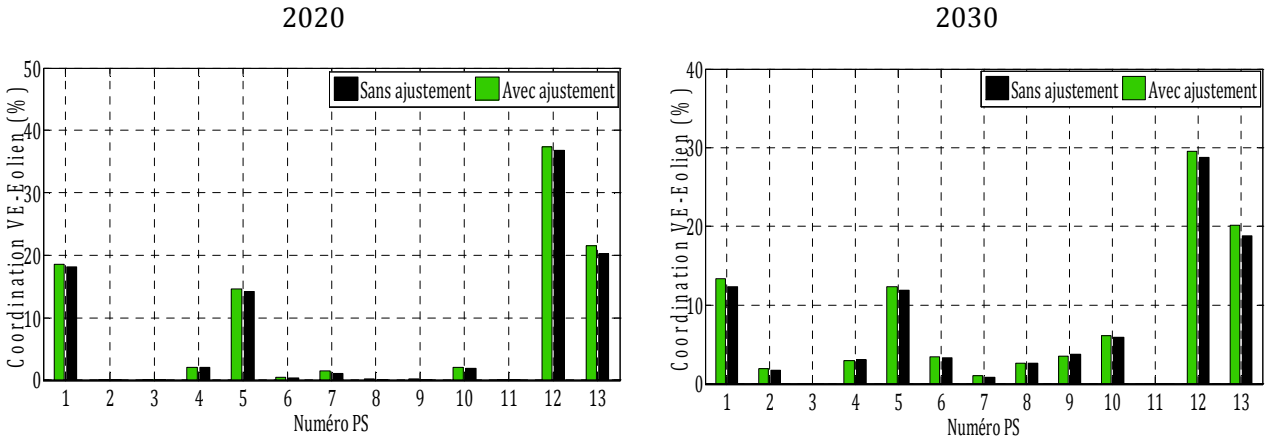


Figure 4.90 : Bilan coordination VE-éolien - SRT2.

4.7 Répartition de la charge des VE : de la généralisation à l'individualisation

4.7.1 Introduction

Le développement présenté dans cette partie consiste à proposer un algorithme permettant la décomposition des références imposées par la sortie des systèmes de supervision présentés dans les précédentes sections (SRD4/SFO). A partir des objectifs fixés par les acteurs porteurs de l'entité « pilotage de charge VE », ainsi que la contrainte liée à l'état de pleine charge des VE avant l'heure de départ, l'algorithme doit être en mesure d'établir en instantané par pas de 10 minutes des consignes de charge individuelles propres à chaque VE. A cet égard, la réalisation de cette étude va s'organiser de la façon suivante : de prime abord, une exposition et une modélisation mathématique du problème sont illustrées. Ensuite, des solutions sont proposées et évaluées par simulation numérique. Cela consiste à étudier l'impact de la répartition des charges des VE sur les gains financiers des services SRD4/SFO. Enfin, l'interaction entre les consignes de charge VE et le système de communication est analysée sur la base des tailles des données à envoyer et des coûts de communication associés. Enfin, l'impact des retards vis-à-vis des objectifs et des contraintes des services sera étudié.

4.7.2 Modélisation mathématique du problème

Contrairement au développement des systèmes de supervision où il a été introduit et démontré que la réponse globale permettait de maitriser le besoin énergétique global du parc VE tout en maximisant les profits, la réponse de l'algorithme de répartition doit fournir de manière locale/individuelle une référence de charge tout en maintenant les mêmes objectifs/contraintes des GRD/fournisseur/utilisateurs VE. La solution peut donc se résumer à des ordres personnalisés d'enclenchement et de délestage de charge de VE. A partir de là, les entrées nécessaires à l'algorithme sont celles relatées à la Figure 4.91 et correspondent à :

- La référence de sortie du superviseur (P_{VE_ref}): le plan de charge généré par le système de supervision va servir d'une base afin de reconstituer à nouveau ce profil en employant des ordres d'enclenchement « 1 » et de délestage « 0 » sur l'ensemble des VE.
- La durée de charge des VE (D_r) : partant du même principe que les VE peuvent communiquer leur niveau de charge au moment de la connexion, la valeur numérique D_r peut se déterminer à partir de l'équation [Eq. 4.41].

$$D_r = \frac{(1 - SoC_i) \times C_n}{P_{VE}} \times \tau \qquad \text{Eq. 4.41}$$

Avec : SOC_i, l'état de charge initial du VE, C_n, sa capacité nominale de stockage et P_{VE} la puissance de charge en mode normal. La variable τ est introduite afin de transformer la valeur de D_r en pas de 10 minutes.

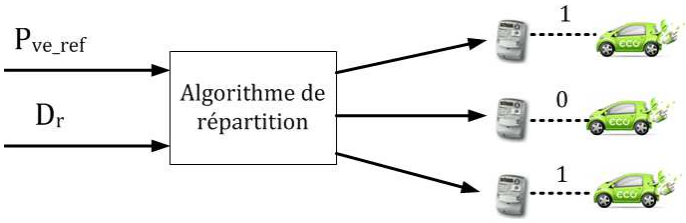


Figure 4.91 : Structure du système de répartition des charges des VE.

A partir de cette illustration, le problème de répartition des charges des VE peut être orienté vers un système matriciel où, une matrice nommée S, contiendra les valeurs résolus numériquement à partir des données des vecteurs A et B composés respectivement du nombre de VE autorisé à charger (P_{VE_ref} /P_{VE}) et des durées de charge D_r requises par chaque VE. Il faut noter que A et B ∈ N*. Ainsi, le problème peut se poser de la façon suivante : soit la matrice S (n lignes, m colonnes) définie par l'ensemble des solutions x= {x_{11},…x_{ij},…,x_{nm}}, où, x_{ij}= 0 ou 1 ∀ i ∈ n, ∀ j ∈ m, et par conséquent « A » serait un vecteur colonne de m éléments et « B » un vecteur ligne de n éléments. En l'occurrence, n et m sont respectivement le nombre de VE et le nombre de pas de discrétisation sur une journée (144 pas de 10 minutes). Schématiquement, S, A et B sont représentées ci-dessous.

S	1	…	j	…	m	**B**
1	x_{11}		x_{1j}		x_{1m}	b_1
…	…	…	…	…	….	…
i	x_{i1}		x_{ij}		x_{im}	b_i
…	…	…	…	…	…	…
n	x_{n1}		x_{nj}		x_{nm}	b_n
A	a_1	…	a_j	…	a_m	

Figure 4.92 : Modélisation mathématique de système de répartition de charge de VE.

La résolution du système matriciel doit répondre aux conditions suivantes : minimiser l'erreur entre la référence générée par le superviseur et celle recomposée par l'algorithme de répartition [Eq. 4.42] tout en assurant la recharge complète des VE [Eq. 4.43].

$$\forall\, j \in m, f_{obj}(x_{ij}) = min \left| \sum_{i=1}^{n} x_{ij} - a_j \right| \qquad \text{Eq. 4.42}$$

$$\forall\, i \in n, \sum_{j=1}^{m} x_{ij} = b_i \qquad \text{Eq. 4.43}$$

4.7.3 Développement algorithmique

4.7.3.1 Etat de l'art

Le problème matriciel mis en évidence peut être assimilé aux problèmes populaires connus sous le nom de *sudoku ou carré magique*. La résolution des problèmes combinatoires fait souvent appel à des algorithmes d'optimisation « hors ligne », déterministes ou heuristiques [130], [131]. Tout récemment, des travaux ont proposé un nouvel algorithme basé sur le principe du *backtraking* [132] avec un temps de traitement plus rapide. Son mode de fonctionnement consiste à réaliser des permutations valides pour chacune des sous-matrice/carré en leur affectant des indices (les cases remplis) et tout en vérifiant leur compatibilité avec les autres sous-matrices/carrés se trouvant sur la même ligne et colonne (contraintes). Cette méthode demeure la plus proche du problème posé car elle traite d'une manière directe le problème de remplissage d'une matrice avec contraintes. Cela consiste à effectuer des tests sous formes de structures logiques de programmation par « boucles ». Elle peut revenir légèrement en arrière sur des décisions prises afin de sortir d'un blocage « non satisfaction des contraintes ». L'ensemble des méthodes susmentionnées restent des algorithmes d'optimisation « hors ligne » proposant des solutions exactes et optimales tout en ayant une connaissance a priori de la position des chiffres pour chaque ligne-colonne. En revanche, la difficulté dans le cas traité ne s'agit pas seulement de trouver la bonne suite logique du traitement (0 ou 1) mais aussi l'aspect temporel de production de des résultats en instantané où, aucun retour en arrière n'est autorisé.

4.7.3.2 Solutions proposées

Inspirée de la méthode *backtracking*, deux algorithmes ont été développés à ce propos. La différence entre les deux solutions proposées est caractérisée par le choix du VE à charger en premier. La première solution consiste à classer les VE en fonction de leur besoin énergétique, du plus déchargé au moins déchargé. Cela revient à ordonner le vecteur D_r dans un ordre décroissant. L'affectation des priorités de charge est effectuée une seule fois pour l'ensemble des VE. Ensuite, une seconde condition est intégrée permettant la

vérification de l'état de charge des VE. Celle-ci impose une recharge forcée pour le VE *i* si le rapport $(D_r/\sum_{j=1}^{m} x_{ij})$ est inférieur à 1 avant l'instant ζ, exprimé en nombre de pas 10 minutes. Ce dernier (ζ) correspond à la différence entre T_f et la somme des valeurs de x_{ij} déterminité à l'instant j, avec T_f, l'heure de départ fixée pour les VE (17h (ζ = 66) pour la recharge au travail et 06h (ζ = 144) pour la recharge au domicile). En revanche, le principe de fonctionnement de la seconde solution réside dans l'actualisation du vecteur D_r, cela veut dire que des permutations sont effectuées à chaque pas d'évolution de l'algorithme afin de modifier les priorités de charge des VE. Ainsi les VE sont reclassés en fonction de la nouvelle valeur de D_r qu'on nommera ici D_r'. La Figure 4.93 illustre le principe d'évolution des solutions proposées.

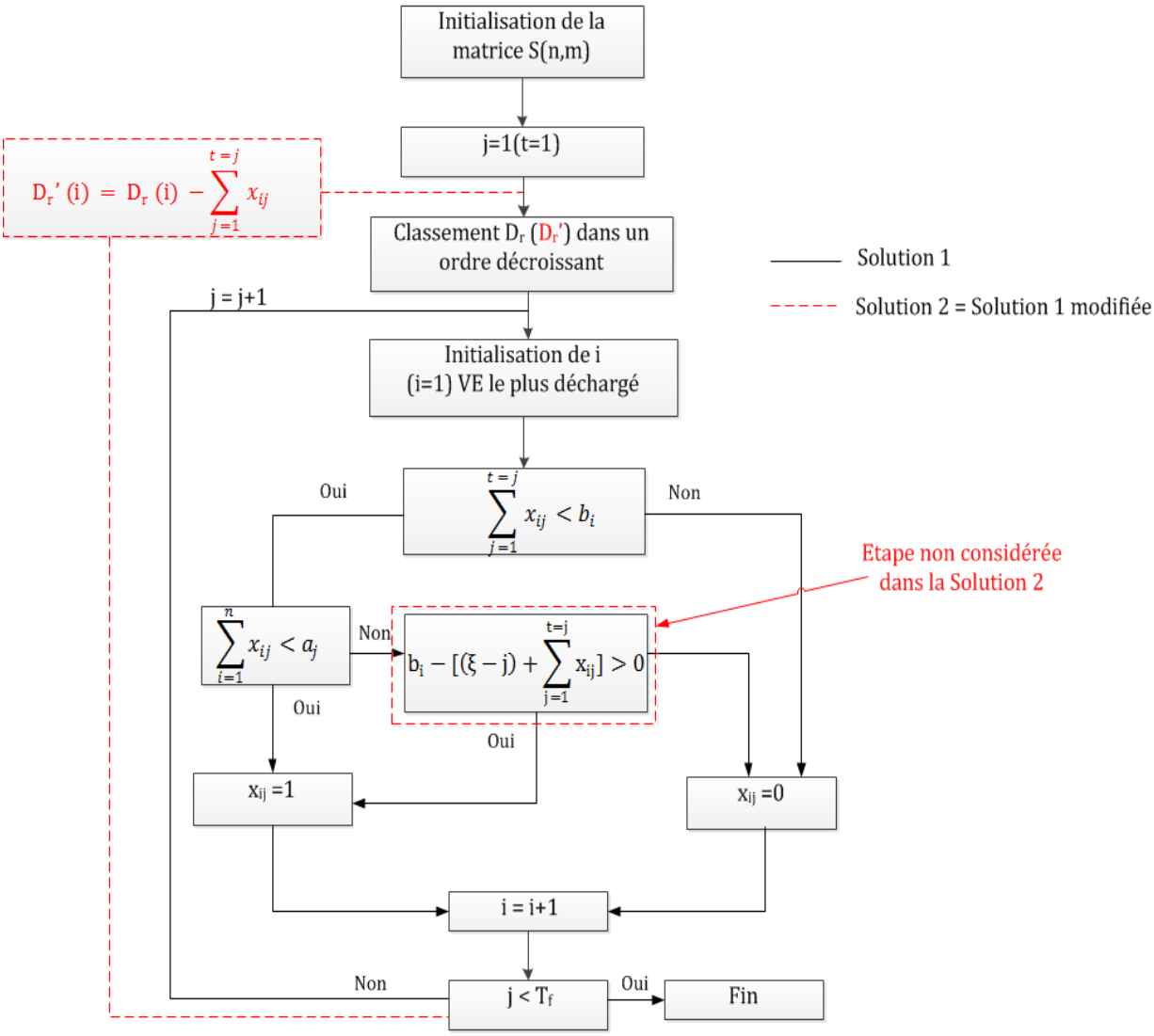


Figure 4.93 : Algorithmes de répartition de charge des VE.

4.7.4 Simulation numérique et analyse des résultats

Pour chacun des algorithmes proposés, les résultats de simulation obtenus pour les services SRD4/SFO sur la base des données de 2020-2030 seront repris en tant qu'un support de validation des solutions développées. A ce titre, un bilan comparatif de l'erreur relative moyenne annuelle commise sur la puissance de référence est dressé. De même, cela va permettre d'évaluer l'impact sur les gains financiers et d'en déduire une estimation du volume annuel des données à transmettre (ordre d'enclenchement/délestage) à l'ensemble des VE. Les coûts de communication associés sont ainsi déterminés sur la base d'un coût estimatif du Mégaoctet (Mo) transmis.

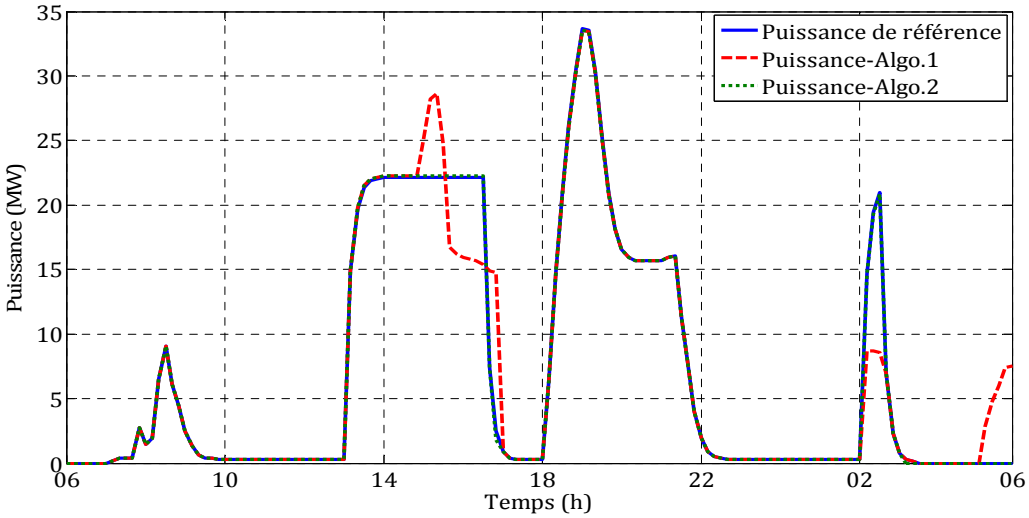


Figure 4.94 : Comparaison des profils de puissance générés par les algorithmes de répartition.

Dans un premier temps, la Figure 4.94 illustre une comparaison entre un profil de puissance tiré des résultats de simulation du service SFO-TM pour l'année 2020 et ceux générés par les deux algorithmes susmentionnés. Il est ainsi montré qu'une déviation par rapport à la référence a été provoquée par l'algorithme 1 pour les deux cycles de recharge, au travail et au domicile. Pour la recharge au travail, cela correspond à un dépassement compris entre 5,5 et 12,5 MW pendant une durée de 40 minutes (15h-15h40) et une baisse de puissance allant de 10 à 15 MW entre 15h50 et 17h. Pareillement, lors de la recharge au domicile, des déviations de puissance ont été également observées. Une diminution de 12 à 24 MW pendant une vingtaine de minutes (02h-02h20) ainsi qu'une augmentation de 5 à 15 MW en fin de cycle de recharge ont été réalisées. Ces différences constatées sont dues d'une part à une planification incorrecte en instantanée des VE à charger, et d'autre part, à la condition rajoutée pour assurer la contrainte de la recharge complète avant le départ. En

revanche, la seconde solution assure complètement le besoin énergétique de l'ensemble des VE tout en minimisant l'erreur par rapport à la puissance de référence imposée. L'erreur relative absolue calculée pour ce cas d'étude pour les deux algorithmes proposés est respectivement de l'ordre de 2,56% et 0%.

La généralisation de ces deux solutions sur l'ensemble des profils de puissance résultants des systèmes de supervision développés dans le cadre des services SRD4 et SFO a permis de conclure que l'erreur relative moyenne sur un horizon annuel est de l'ordre de 3,6% pour la première solution et de 0% pour la seconde solution. Dans les deux cas de figure, l'impact de la répartition de la charge sur les gains financiers était insignifiant. La première solution affiche une baisse sur le gain annuel réalisé de 0,89% pour le SRD4, 0,49% pour le SFO-TRV et enfin 0,6% pour le SFO-TM. Cette faible baisse est le résultat d'un enclenchement de charge en période creuse où le prix d'acheminement et d'achat d'énergie est majoritairement bas. En revanche, la seconde solution produit un gain semblable étant donné que l'erreur sur P_{VE_ref} était qualifiée de nulle.

Maintenant, analysons pour un VE donné la forme des signaux de commande générés par chacun des algorithmes pour les deux lieux de recharge travail et domicile (Figure 4.95). Le basculement mutuel des signaux de 0 à 1 correspond au changement d'état de charge de VE : délestage et enclenchement. Il est clairement affiché sur la Figure 4.95, que le nombre de changement d'état effectué par l'algorithme 2 est plus important que celui réalisé par l'algorithme 1. Numériquement cela correspond respectivement à 38 basculements contre 8.

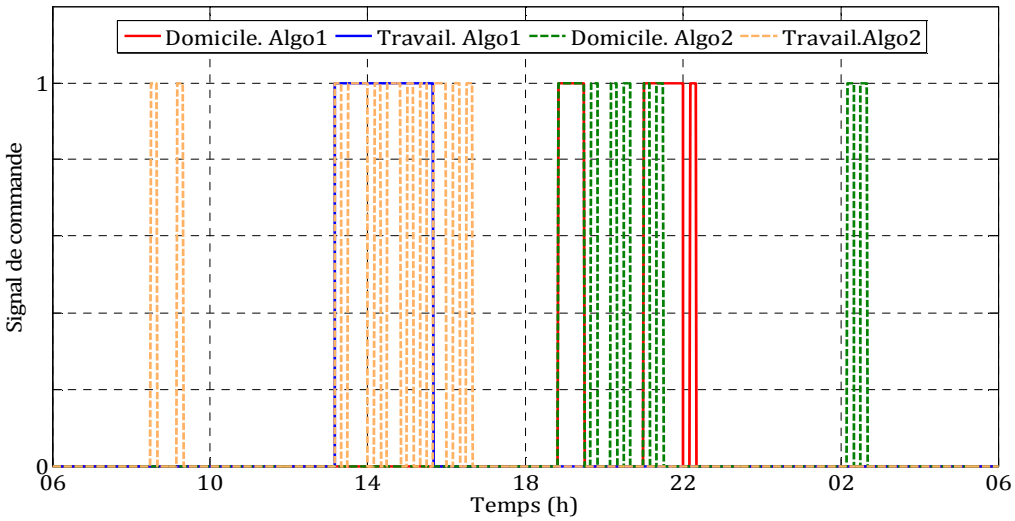


Figure 4.95 : Comparaison des signaux de commande des algorithmes 1 et 2.

En vue d'estimer le coût de transmission global engendré par chacune des deux solutions, des hypothèses sur la taille du message à transmettre et le coût de

communication associé ont été retenues. Respectivement, elles ont été fixées à 300 octets/ordre et 2€/Mo. La taille du message transmis est vérifiée expérimentalement dans la seconde section du chapitre 5. En l'occurrence, chaque message correspond à une information envoyée depuis la supervision jusqu'au compteur, passant par le système d'information puis le concentrateur. L'architecture évaluée est celle présentée aux chapitres 1 et 3 puis développée plus précisément dans le chapitre 5. La synthèse présentée dans le Tableau 4.22 dévoile les coûts de communication liés à chaque service. Celle-ci a été calculée sur la base du nombre d'ordre produit sur l'année 2020 pour l'ensemble des VE. Ainsi, en comparant les résultats énumérés, l'algorithme 2 produit en moyenne 7 fois plus d'ordre que l'algorithme 1, soit approximativement 35 Go annuelle au lieu de 5 Go. Même si la méthode de l'algorithme 2 demeure une bonne solution mathématique du problème traité, cependant elle ne peut pas être appliquée dans des conditions réelles d'exploitation en raison de son impact significatif sur le flux d'information à faire transiter. Il est donc claire et évident qu'en retenant la solution 1, cela évitera une surcharge d'information à traiter et à véhiculer sur l'ensemble de la chaîne de communication. Pareillement les coûts de communication seront divisés en moyenne par 7, soit 10 k€ au lieu de 70 k€.

Tableau 4.22 : Synthèse de l'impact de la répartition des charges VE sur les coûts de communication - scénario 2020.

Service	Nombre de changement d'état (10^3)		Volume des données (Mo)		Coût de communication (k€)	
	Algorithme 1	Algorithme 2	Algorithme 1	Algorithme 2	Algorithme 1	Algorithme 2
SRD4	16495	115410	4948,5	34623,0	9,9	69,2
SFO-TRV	16860	118705	5058,0	35611,5	10,1	71,2
SFO-TM	16229	114930	4868,7	34479,0	9,7	68,9

4.7.5 Impact des retards de communication sur la performance du système de supervision

4.7.5.1 Méthodologie

Jusqu'à présent, les résultats présentés ont considéré une communication parfaite dans le processus de transmission d'information. Aucun retard n'a été intégré au niveau des éléments constituants la chaîne de communication, que cela soit au niveau de la liaison SI-concentreur-compteurs (GPRS/CPL), ou à l'échelle du traitement logiciel. L'introduction des retards a donc pour but d'évaluer d'une part l'impact sur les gains financiers des services SRD4/SFO et d'autre part, d'estimer le nombre de VE partiellement chargés (SoC < 100%) à l'instant T_f. Le service SRT2 n'est pas concerné par cette application étant donné que les

ordres sont envoyés a priori pour des périodes d'utilisation connues au préalable. Ainsi, pour ce faire, l'algorithme 1 a été retenu pour la suite du développement. Ensuite, des retards variant de 10 à 60 minutes incrémentés par pas de 10 minutes seront portés de façon aléatoire à la matrice de solution à différentes grappes de VE : 25%, 50%, 75% et 100% du parc VE.

4.7.5.2 Résultats de simulation

Les résultats de la simulation numérique s'attachent à démontrer l'impact d'un probable dysfonctionnent de la chaîne de communication sur la transmission les ordres de commande pour la charge des VE. En premier lieu, un exemple de retard de 30 minutes appliqué à 25%, 50%, 75% puis à 100% du parc VE est relaté à la Figure 4.96. Ce dernier reprend le profil établi par l'algorithme 1 illustré à la Figure 4.94. Cet exercice révèle les nouveaux profils de charges que pourrait générer les retards de communication avec un déplacement partiel ou total du volume d'énergie requis à l'instant : $t = T_f - \Delta t_{retard}$. Quelque soit le taux de VE impacté par ce retard, la contrainte liée à l'état de pleine charge des VE avant le départ (T_f) ne sera plus vérifiée et l'engagement de l'acteur porteur de l'entité «pilotage de charge» ne sera plus maintenu. A titre indicatif, dans l'exemple abordé, l'énergie non transmise aux VE pour la recharge des VE au travail et au domicile en fonction des quatre scénarios étudiés est respectivement la suivante : [1,8 MWh ; 3,8 MWh ; 5,7 MWh ; 7,7 MWh] et [0,9 MWh ; 1,7 MWh ; 2,6 MWh ; 3,5 MWh]. Celles-ci correspondent à une valeur minimale et maximale de 1,1% et 9,2% du besoin énergétique global des VE.

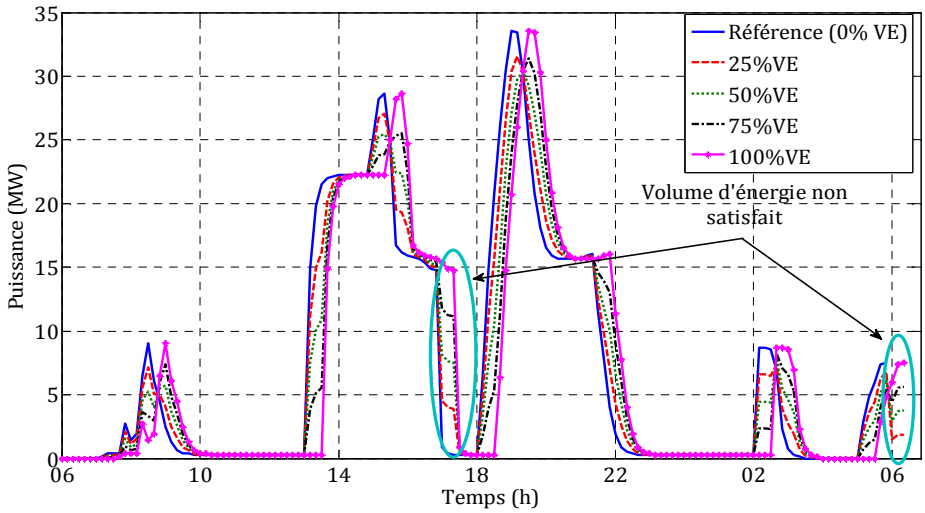


Figure 4.96 : Impact d'un retard de 30 minutes sur le profil de charge VE.

L'extrapolation de cet exercice sur l'ensemble des profils de puissances générés par les systèmes de supervision associés à l'algorithme de répartition a permis de déterminer l'énergie annuelle défaillante pour chacun des services SRD4 et SFO. Les résultats affichés à la Figure 4.97 pour l'année de 2020 ont démontré que le volume d'énergie supposé non transmis aux VE est d'une part proportionnel au nombre de VE et au retard appliqué et d'autre part, il atteint des valeurs maximales dans le cas d'une minimisation du coût d'achat d'énergie sur le marché. En revanche, ce dernier présente des valeurs minimales lorsque l'optimisation de l'achat d'énergie se fait à tarif réglementé. A titre de comparaison, une heure de retard appliquée à l'ensemble des ordres envoyés aux VE produit une erreur annuelle maximale de 3300 MWh (SFO-TM) contre 230 MWh (SFO-TRV). Celles-ci représentent respectivement 7,7% et 0,53% du besoin énergétique annuel des VE. Par ailleurs, l'écart maximal constaté dans le cadre du service SRD4 est de 1835 MWh, soit 4,2% de l'énergie annuelle requise par les VE. Autrement dit, sur la base de 10600 VE, et pour un retard d'une heure porté sur 100% du parc VE, ce sont en moyenne 3500 (SFO-TM), 1990 (SRD4) et 310 (SFO-TRV) VE impactés par jour et par cycle de recharge (Figure 4.98). Ces disparités sont intrinsèquement liées à la réponse « optimale » fournie par l'ensemble « système supervision-algorithme de répartition ».

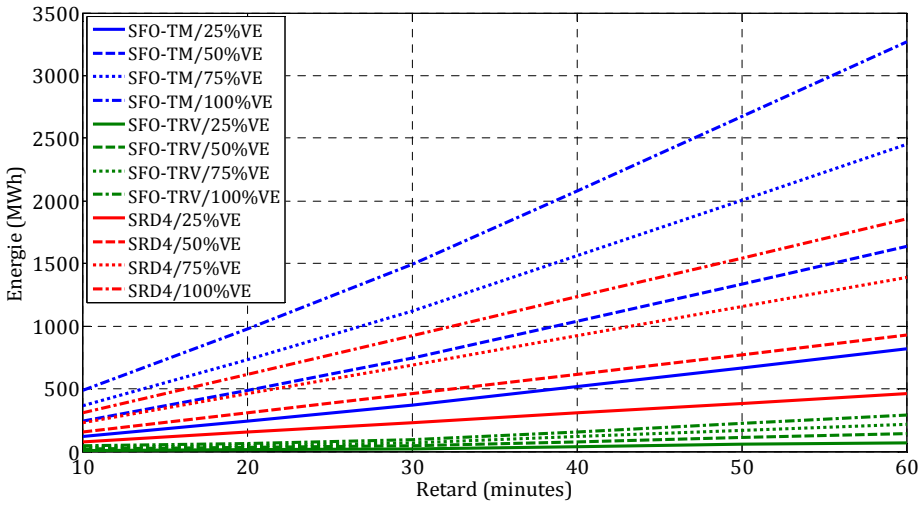


Figure 4.97 : Erreur sur l'énergie annuelle en fonction des retards de communication.

En revanche, l'impact sur les gains financiers en considérant le scénario le plus défavorable s'est avéré faible en engendrant une baisse de 1% (45,7% - SRD4), 0,6% (28,1% - SFO/TM) et 0,4% (48,2% - SFO/TRV) sur les gains optimaux obtenus. Ce constat s'explique par le fait que le report charge induit par le retard de communication favorise en partie la recharge des VE pendant les heures (17h-18h et de 06h-07h) où les tarifs d'acheminement et d'achat d'énergie sur le marché sont considérés comme assez bas. Par ailleurs, même si les périodes 17h-18h et de 06h-07h sont représentées par des heures

pleines dans le cadre du TRV, l'erreur sur l'énergie détectée à cet instant a été évaluée comme étant faible.

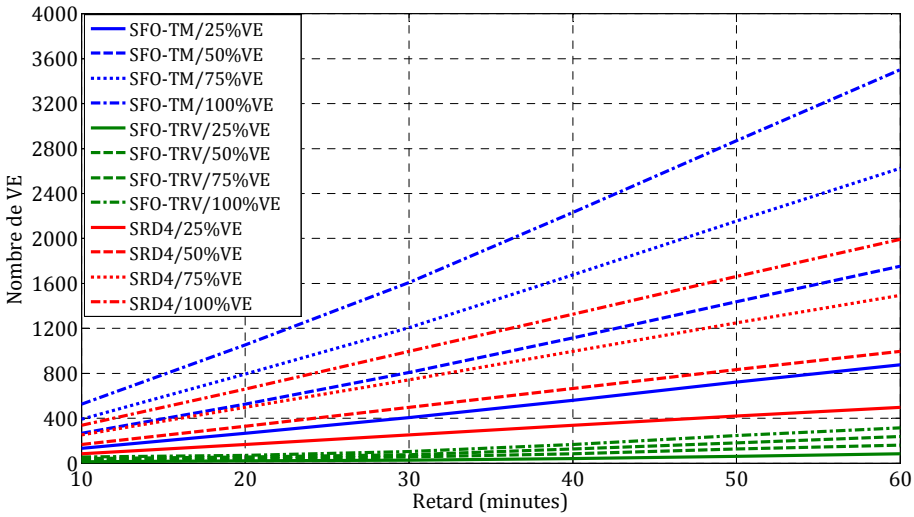


Figure 4.98 : Evolution du nombre moyen journalier de VE partiellement chargés (travail ou domicile) en fonction des retards de communication.

4.8 Mutualisation des services et étude de rentabilité technico-économique

Dans l'intention d'étudier les perspectives de rentabilité pour les investissements qu'exigerait un déploiement d'une infrastructure intelligente de recharge de VE, une pré-étude d'évaluation de l'interaction-conflit des services SRD4, SFO et SRT2 est considérée comme indispensable. Les possibilités de mutualisation seront ainsi étudiées selon les principes de tarification présentés précédemment et comparées aux coûts estimatifs de l'installation envisagée.

4.8.1 Etude d'interactions-conflits des services

4.8.1.1 Méthodologie

Partant des précédents développements des stratégies de supervision, la méthodologie de mutualisation des services est conçue de la façon suivante : tout d'abord, les périodes d'utilisation des charges VE proposées dans le cadre du MA (SRT2) sont intégrées comme une donnée d'entrée dans les systèmes de supervision élaborés dans les services SRD4, SFO-TRV et SFO-TM. Cette première étape vise à interdire la charge des VE

pendant les périodes d'activation des offres à la hausse en vue de valider les propositions de l'acteur d'ajustement. Au-delà de ces périodes, les systèmes de supervision SRD4 et SFO (TRV/TM) reprennent leur fonctionnement et agissent simultanément selon un principe de pondération afin d'assurer la préséance économique. Cette fonctionnalité est réalisée à l'aide de deux coefficients K_1 et K_2 compris entre 0 et 1 et dont la somme doit être égale à 1. Le premier coefficient K_1 est appliqué au profil de puissance VE garantissant la réduction des coûts d'acheminement d'énergie au niveau des 13 postes sources, tandis que le second K_2, est porté au niveau du profil de puissance VE permettant de minimiser les coûts d'achat d'énergie. Etant donné que l'étude du service SFO a abordé les deux structures tarifaires TRV et TM, la réponse du système de supervision SFO utilisé dans ce développement sera ainsi composée de deux profils puissance VE : de 2020 à 2024, le principe de mutualisation fera appel au profil de puissance issu du système de supervision SFO-TRV, ensuite de 2025 à 2030, la réponse générée par le système de supervision SFO-TM prend le relais pour compléter le développement. Ensuite, le profil $P_{VE\_mutualisé}$ résultant est introduit dans les fonctions coût d'achat et d'acheminement afin de déduire les nouveaux gains financiers $Gain_{SFO\ mutualisé}$ et $Gain_{SRD4\ mutualisé}$. La valeur du $Gain_{SRT2}$ est quant à elle maintenue à sa valeur optimale. La somme des trois gains forme ainsi le gain mutualisé ($Gain_{mutualisé}$). L'opération est réitérée en modifiant simultanément K_1 et K_2 jusqu'à atteindre une valeur optimale de $Gain_{mutualisé}$. La Figure 4.99 illustre le principe de mutualisation proposé dans cette section.

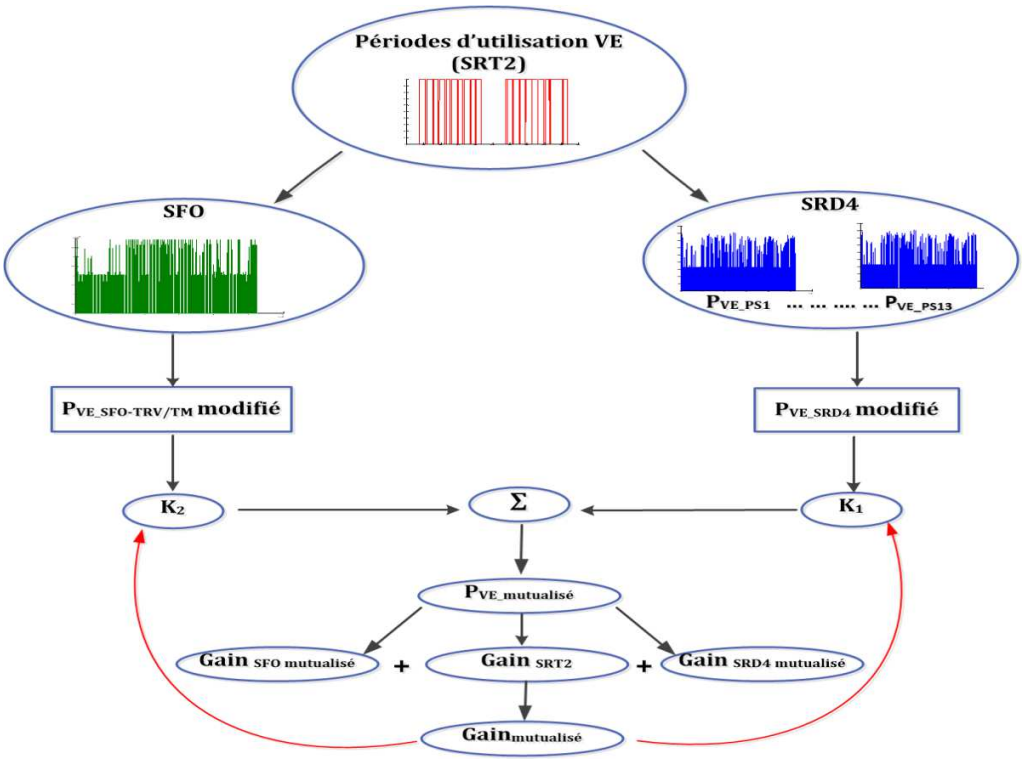


Figure 4.99 : Principe de mutualisation des services SRD4/SFO/SRT2.

4.8.1.2 Résultats de simulation

L'algorithme de mutualisation proposé, a été testé sur deux cas d'étude différents. Le premier expose le résultat d'interaction des services SRD4/SFO-TRV/SRT2 en considérant les données d'entrée du scénario de 2020, quant au second, traite la possibilité de mutualisation des services SRD4/SFO-TM/SRT2 sur la base des données de 2030. Les résultats issus de la simulation numérique (Figure 4.100) sont exprimés en valeurs relatives partant du principe que le gain maximal est le total de $Gain_{SRD4}$, $Gain_{SFO}$ et $Gain_{SRT2}$ [Eq. 4.44].

$$Gain_{mutualisé}(p.u) = \frac{Gain_{SRD4\ mutualisé} + Gain_{SFO\ mutualisé} + Gain_{SRT2}}{Gain_{SRT2} + Gain_{SRD4} + Gain_{SFO}} \qquad \text{Eq. 4.44}$$

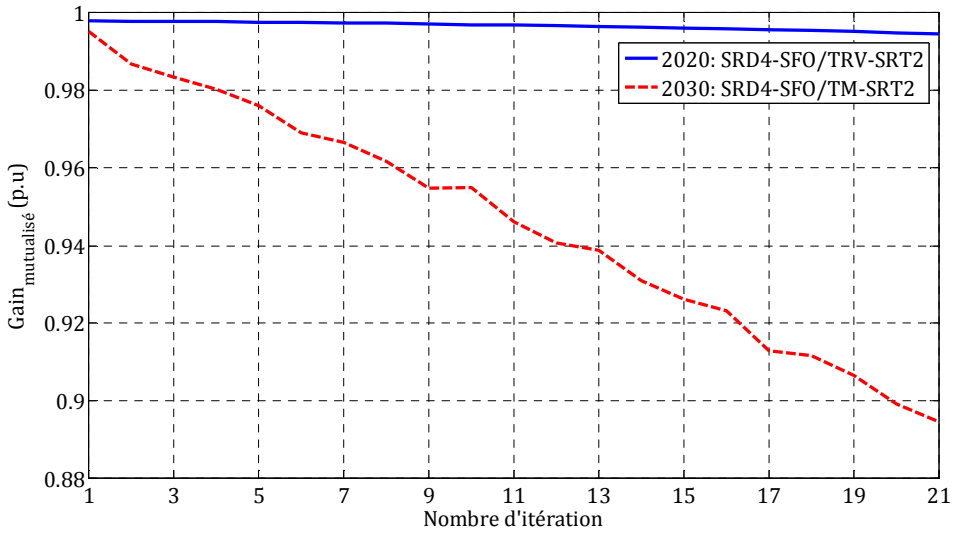


Figure 4.100 : Evolution de la valeur de $Gain_{mutualisé}$.

L'application de l'algorithme a démontré un constat significatif suivant lequel les services affichent un fort couplage et permettent dans les deux cas un gain optimal de 0,998 (2020) et de 0,995 (2030). Ces valeurs sont obtenues à la première itération, c.-à-d. lorsque K_2 est fixé à 1 et K_1 égale à 0. En revanche, à la dernière itération (K_2=0 ; K_1=1), le $Gain_{mutualisé}$ atteint respectivement des valeurs minimales égalent à 0,894 et à 0,992. L'évolution décroissante et croissante respective des coefficients K_1 et K_2 se fait par pas de 0,05. Le faible écart de 0,006 constaté entre les valeurs min/max au premier cas, est dû en grande partie à la synchronisation des tarifs d'acheminement et d'achat d'énergie au tarif réglementé (heures de pointes/heures pleines/heures creuses). Cependant, l'importante variation résultante au second cas (0,101) s'explique par une probable discordance entre les tarifs du marché et les tarifs d'acheminement. De plus, la favorisation de la charge des

VE pendant les périodes de forte production éolienne peut coïncider avec des prix du marché considérés comme étant élevés.

A titre de comparaison, la part de chaque service (SRD4/SFO/SRT2) dans la composition du $Gain_{mutualisé}$ est respectivement la suivante : 15,1% (SRD4), 46,1% (SFO/TRV) et 38,8% (SRT2) pour le premier cas, ensuite 20% (SRD4), 30% (SFO/TM) et 50% (SRT2) dans le second cas. Les disparités affichées entre les deux cas sont principalement dues aux différences des structures tarifaires TRV-TM.

Une illustration graphique des courbes de charges des VE dans le cadre des deux scénarios susmentionnés est représentée dans les figures « Figure 4.101-Figure 4.102 ». Celles-ci comparent les profils de puissances de la charge des VE au travail tenant compte de l'ensemble des services ainsi que de leur mutualisation. En suivant la dynamique du profil VE mutualisé relaté à la Figure 4.101, il est démontré que celui-ci répond conjointement aux besoins des services SRD4 et SFO/TRV entre 07h00 et 08h30 puis entre 11h40 et 16h00. De plus, la participation au MA a été justifiée en interdisant la charge des VE entre 08h30 et 10h40. A l'instar de la Figure 4.101, la Figure 4.102 expose dans une logique similaire la réponse de l'algorithme de mutualisation en considérant le service SFO/TM. Il est de même démontré que la charge des VE a été doublement interdite, entre 8h40 et 10h10 puis entre 10h20 et 10h50 afin de valider les offres d'effacement proposées dans le cadre du MA. Pareillement, les objectifs des services SRD4 et SFO/TM ont été assurés entre 07h et 08h40 puis de 11h jusqu'à 16h30.

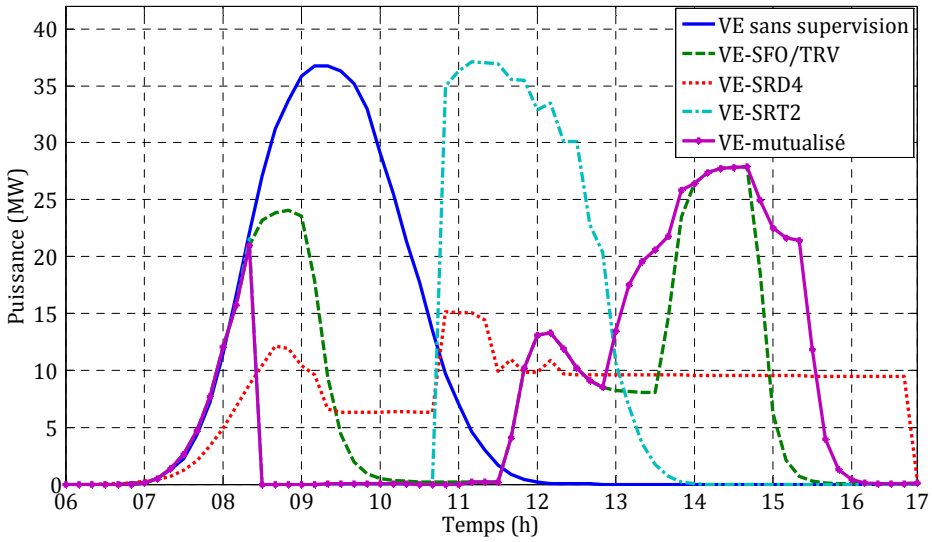


Figure 4.101 : Comparaison des profils de charge des VE - 2020.

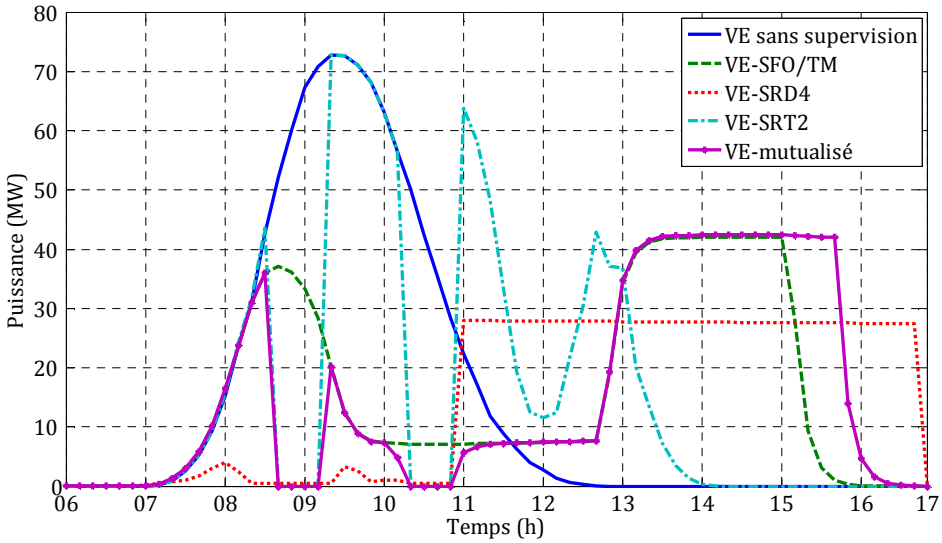


Figure 4.102 : Comparaison des profils de charge des VE - 2030.

Enfin, une synthèse des indicateurs environnementaux et énergétiques (coordination VE-éolien) proposant une comparaison des performances de chaque service et de leur interaction est dressée dans le Tableau 4.23. D'une manière globale, les résultats de mutualisation révèlent une performance inférieure à celle des services SRD4 et SFO/TM. Une baisse de 2,37% (-251 VE) a été constatée en termes d'autoconsommation par rapport au SRD4 à l'horizon 2020. Cet écart est revu à la hausse en 2030 pour atteindre 3,24%, soit 698 VE en moins. En termes d'émissions CO_2 à l'horizon 2020, la mutualisation des services génèrera respectivement, 59 et 120 tonnes de CO_2 supplémentaires comparées aux SRD4 et SFO/TM. Cette baisse en performance est majoritairement impactée par les profils de puissance de SFO/TRV. En revanche, en 2030, la quantité de CO_2 émise affiche un bilan positif et demeure quasi identique à celle de SFO/TM.

Tableau 4.23 : Synthèse comparative des indicateurs d'autoconsommation et d'émissions CO_2.

Service	Coordination VE-Eolien (MWh)		Quantité CO_2 générée par les VE (tonnes)	
	2020	2030	2020	2030
Sans supervision	3135 (7,32%)	6089 (7,18%)	2315	4578
SRD4	**5094 (11,85%)**	**11525 (13,60%)**	2049	3977
SFO-TRV	3939 (9,2%)	8020 (9,5%)	2112	4149
SFO-TM	4729 (11,05%)	10315 (12,18%)	**1988**	**3930**
SRD4/SFO/SRT2	4060 (9,48%)	10361 (10,36%)	2108	3940

4.8.2 Estimation des perspectives de rentabilité

L'objet de cette dernière partie porte sur l'analyse coût-bénéfice de l'architecture « smart grid » proposée dans le cadre du projet VERDI. Cela va correspondre à un calcul du *cash-flow* à partir des dépenses engagées et des gains attendus. Les pistes de valorisation établies pour les services SRD4/SFO/SRT2 vont permettre de connaitre d'une part le cash apporté par l'investissement et d'autre part la rentabilité de l'installation. Les résultats et les analyses qui seront présentés, supposent d'une part que les technologies utilisées auraient atteint la maturité nécessaire afin de contourner toute contrainte d'ordre technique, et d'autre part, une acceptation des utilisateurs de VE de ces nouvelles technologies et pratiques.

Le calcul réalisé va comparer, selon les hypothèses définies dans ce chapitre, le *cash-flow* cumulé au cours du temps relativement à différentes configurations. Premièrement, la rentabilité des trois services est étudiée séparément puis en cas de mutualisation, et cela en fonction des prix établis entre 2012 et 2014 (Figure 4.103). Ensuite, l'augmentation des prix estimée à 35% d'ici 2020, est intégrée dans les calculs de rentabilité (Figure 4.104). Enfin, des scénarios de rémunération ou de partage de gains avec les utilisateurs de VE en vue de favoriser leur implication dans le modèle économique est étudiée à différentes échelle, de 10% à 50% avec un pas d'incrémentation de 10% (Figure 4.104). Pour des raisons de confidentialité, les résultats ne sont donnés que sous forme graphique.

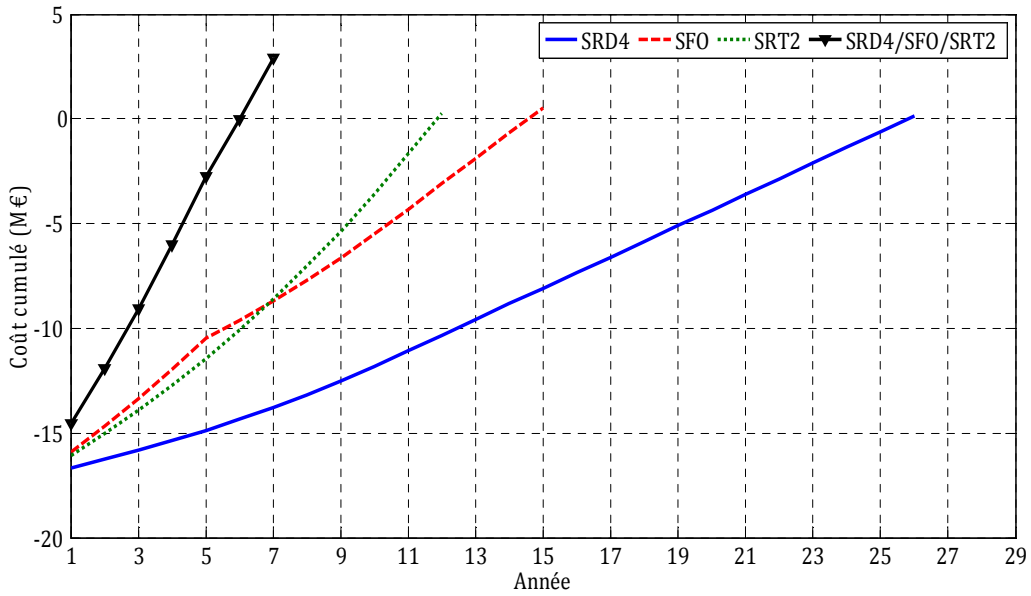


Figure 4.103 : Evolution du cash-flow cumulé pour différents services en fonction d'un prix d'électricité stable.

La lecture de la Figure 4.103 permet de constater que la gestion des VE en vue de minimiser les coûts d'acheminement d'énergie permet de réaliser des économies qu'à partir de la 26e année, soit l'an 2046. En revanche, la participation aux services SFO et SRT2 permet respectivement de raccourcir les délais de rentabilité à 15 et 12 années pour un coût d'investissement similaire. La solution de mutualisation en supposant un partenariat entre le fournisseur et le GRD serait un moyen privilégié pour amortir le coût d'investissement dans un délai égal à 6 ans (2026). Cela dit, après la 6e année, des bénéfices estimés à 2,9 M€ pourront être crées. Il faut savoir que cela implique aussi une mutualisation des risques ainsi qu'une répartition des investissements au prorata des bénéfices générés pour chacun des acteurs. Ensuite, en tenant compte de l'augmentation des prix de l'électricité, les délais seront diminués en moyenne de 30% (Figure 4.104). A titre de comparaison, dans le cas du service SRD4, le cash-flow cumulé dépasse la valeur 0 à la 20e année. Celui-ci se réalise à la 11e année pour le service SFO, et à la 10e année dans le cas d'une participation au MA. Dans une configuration de mutualisation des services, l'amortissement du coût de l'infrastructure s'accomplira au cours de la 4e année, et des gains peuvent être ainsi produits à partir de la 5e année.

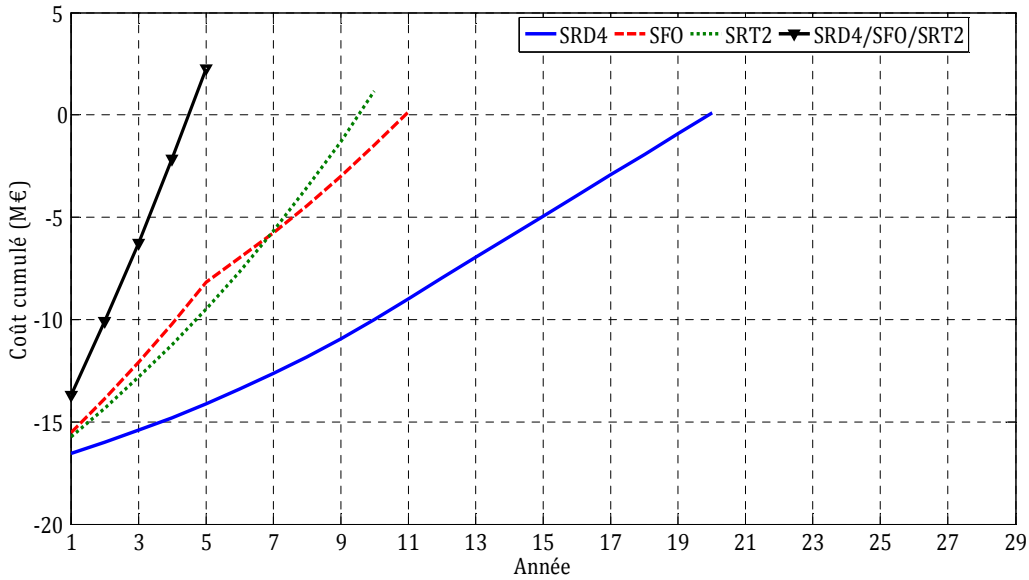


Figure 4.104 : Evolution du cash-flow cumulé pour différents services en fonction d'un prix d'électricité évoluant.

Dans un contexte de marché libéralisé, les acteurs du système électrique et principalement le fournisseur et le GRD devront impérativement imaginer des solutions attractives (contrats d'acheminement ou de fourniture) à proposer aux utilisateurs de VE afin de les inciter à devenir plus actif dans le but de définir un nouveau modèle économique

orienté « smart grid ». Dans ce cadre, des compensations financières ont été imaginées et déduites des gains financiers générés par la supervision des charges des VE. La Figure 4.105 reprend les données relatives au cash-flow cumulé en cas de mutualisation des services (Figure 4.104), tout en déduisant des parts financières à différentes hauteurs du $Gain_{mutualisé}$: 10%, 20%, 30%, 40% et enfin 50%.

Considéré comme un scénario défavorable pour les acteurs porteurs de l'entité « pilotage de charge VE », une rémunération à hauteur de 50% du $Gain_{mutualisé}$ prolongera la durée d'amortissement de 4 années supplémentaires. En revanche, lorsque les gains sont partagés à hauteur de 10%, le délai est seulement augmenté de 6 mois. Enfin ce délai peut varier d'un an à trois ans pour des rémunérations fixées entre 20% et 40% du $Gain_{mutualisé}$.

En conclusion, ces résultats donnent des estimations des perspectives de rentabilité, qui peuvent différer selon les objectifs de la supervision, le prix de l'électricité ainsi que les compensations financières fournies aux consommateurs finaux. De façon générale, la durée d'amortissement de l'infrastructure de gestion intelligente de charge des VE est plus courte lorsqu'elle est portée par le fournisseur (SFO/SRT2). Elle est d'autant plus minimisée en cas de mutualisation des services et de répartition des coûts d'investissement entre acteurs. Le développement illustré dans cette section du chapitre va permettre aux entreprises d'électricité de tirer des enseignements pour l'élaboration d'un modèle d'affaires rentable et efficace.

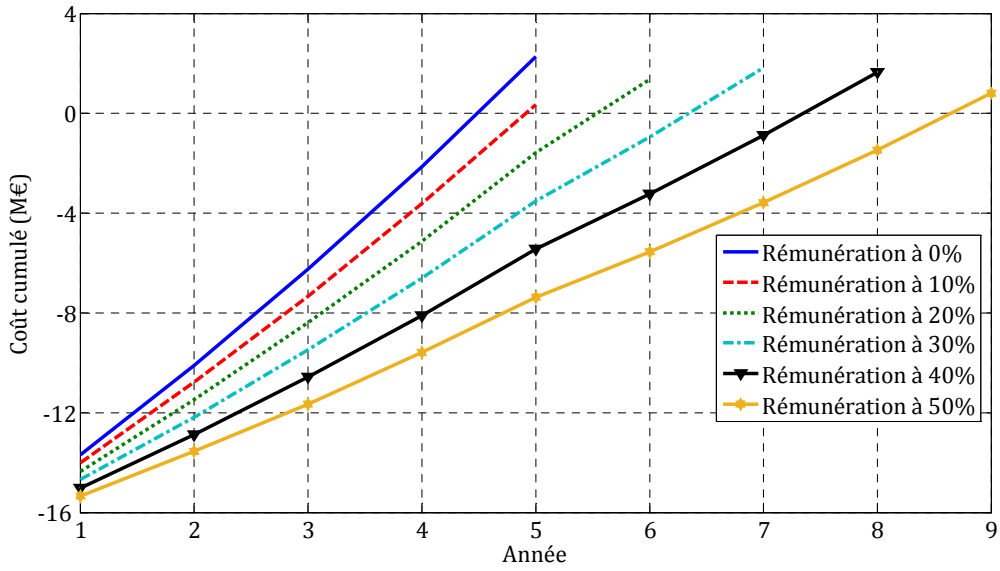


Figure 4.105 : Evolution du cash-flow cumulé en fonction du taux de rémunération des utilisateurs de VE.

4.9 Conclusions du quatrième chapitre

Le chapitre a fait l'objet de développement des stratégies de supervision temps réel des charges de VE. Dans un premiers temps, l'étude portée sur l'analyse des différentes méthodes d'optimisation a permis de définir les méthodes à bases de règles « floues et booléennes » comme l'outil le mieux adapté à la gestion instantanée des systèmes complexes, dont les grandeurs d'états affichent un caractère aléatoire.

Par la suite, une description détaillée du déroulement méthodologique de construction du superviseur optimisé a été présentée. Cette dernière est constituée d'une approche graphique à base de graphes fonctionnels et opérationnels associée à une méthode d'optimisation globale par algorithme génétique.

L'application de la méthodologie au service SRD4 a démontré que la gestion optimisée en temps réel de la charge des VE permettra au GRD de diminuer sa facture d'acheminement globale de 2,6 % en 2020 et de 4,5 % en 2030. Ces valeurs représentent respectivement une baisse de 45,7% et de 47,8% par rapport à l'augmentation induite par la charge des VE. Au regard du taux de coordination VE-éolien, des augmentations de 4,65% et de 6,40% ont été respectivement réalisées pour les scénarios de 2020 et de 2030. Cela dit, le besoin énergétique annuel de 1256 et de 2856 VE sera couvert par la production éolienne. Ensuite, compte tenu du bilan des émissions CO_2, il a été constaté que la supervision octroyait une minimisation moyenne d'ordre de 13%, soit une quantité non rejetée évaluée à 275 tonnes en 2020 et 629 tonnes en 2030.

En termes d'achat d'énergie au tarif réglementé, le fournisseur verra de même une réduction de sa facture annuelle de 1,6% en 2020 et de 2,62% en 2030. Ceci dit, les coûts d'achat associés à l'intégration des VE vont diminuer en moyenne de 48,2%. En revanche, lorsque les achats se feront au tarif du marché continu, les gains seront de l'ordre de 28,1%. L'apport de ces deux stratégies sur les taux de couverture moyens de la consommation VE par la production éolienne a été quantifié en 2020 de 2% dans le cas d'un achat au TRV et de 3,73% dans le cadre du TM. Ces pourcentages sont revus à la hausse en 2030 et ils sont respectivement de l'ordre de 2,3% et de 4%. Relativement aux quantités CO_2 générées par la recharge des VE pour les scénarios 2020-2030, elles sont globalement diminuées de 9,0% (SFO/TRV) et de 14% (SFO/TRM).

Ensuite, selon les données d'hypothèses retenues dans le cadre du MA, l'algorithme proposé pour la planification de charge des VE a permis de générer un gain annuel estimé à 970 k€ en 2020 et augmenté à 1995 k€ en 2030. Cependant les analyses portées sur l'évaluation des taux d'émissions CO_2 et de coordination VE-éolien ont démontré un faible apport du service SRT2, avec une augmentation moyenne de l'autoconsommation déterminée à 0,2%, et une baisse des émissions CO_2 évaluée à 1%.

Dans l'avant dernière section, l'influence de la répartition individuelle des consignes de charge VE sur les objectifs de la supervision ont été étudiées. Selon les profils de charge

VE générés par les systèmes de supervision, l'écart relatif moyen induit par les algorithmes développés varie entre 0% et 0,89%. La comparaison des deux solutions proposées sur la base du volume de données à transmettre et des coûts de communication associés a permis de retenir la première solution. De même, l'influence du retard sur la transmission des consignes de charge aux VE a été abordée. Il a été démontré que le nombre de VE n'ayant pas l'état de pleine charge était proportionnel aux temps de retard simulés. Cet effet indésirable pourrait contraindre l'engagement des acteurs, voire à les obliger à fournir des compensations financières aux utilisateurs VE concernés.

Enfin, le principe de mutualisation des services a fait l'objet de la dernière section du chapitre. Les simulations ont révélé un fort couplage entre les services, permettant ainsi de maximiser les gains à hauteur de 99,8% en 2020 et de 99,5% en 2030. L'analyse des délais de rentabilité selon les différents scénarios a ressorti qu'un partenariat entre le fournisseur et le GRD serait privilégié. Cette configuration permet d'amortir le coût d'investissement dans un délai compris entre 4 et 6 ans et cela en fonction du prix de l'électricité. Ces délais sont sensibles d'être prolongés selon les gains attribués aux utilisateurs de VE.

Dans ce qui suit, le chapitre 5 s'attache à évaluer dans une première phase le comportement d'un réseau de distribution réel face au pilotage de charges des VE. Pour se faire, une interface de co-simulation combinant Matlab/Simulink et PowerFactory est développée. Ensuite, des essais expérimentaux seront réalisés dans un second temps afin de valider les principes du réseau intelligent et de mesurer l'impact de l'architecture de communication sur les objectifs de la supervision temps réel.

Chapitre 5. Interaction des stratégies de supervision des charges des VE et des réseaux de distribution : Aspects simulations et expérimentations

5.1 Introduction du cinquième chapitre

Le chapitre 5 est scindé en deux sections. Dans un premier temps, une étude est portée sur l'évaluation des intérêts et des effets des stratégies de supervision sur le comportement des réseaux de distribution en régime statique. A ce propos, une interface de co-simulation entre Matlab/Simulink et le logiciel PowerFactory [133] développé par la société DigSilent est proposée. Les résultats de simulation produits vont permettre de mesurer les tendances de variation des profils de tensions et des surcharges à l'échelle d'un PS et d'un départ HTA. Pour se faire, des scénarios pertinents seront sélectionnés, simulés puis analysés. Ensuite, la seconde section présente l'essentiel des étapes de développement nécessaires à la réalisation des essais expérimentaux. Elle expose les différentes tâches liées à l'interfaçage de la plateforme Energies Reparties du L2EP avec du matériel physique, à savoir : les bornes de recharges, l'émulateur des batteries, les compteurs communicants, le concentrateur et le système d'information associé. Cette adaptation technique de la plateforme est nécessaire afin d'accueillir d'une part, l'architecture intelligente de charge des VE et d'autre part, de mettre en place le couplage avec la simulation temps réel du réseau de distribution. A travers ce volet expérimental, les essais réalisés vont permettre de valider ou non, les principes de supervision temps réel en accordant un intérêt particulier à l'impact de la chaîne de communication sur ce dernier. Cette validation constitue une étape préliminaire avant l'intégration sur un démonstrateur terrain.

Ce travail a été réalisé avec l'aide d'un ingénieur de recherche et d'un chercheur postdoctoral.

5.2 Influence du pilotage de charge des VE sur le comportement des réseaux de distribution

5.2.1 Principe de co-simulation

Le développement de l'interface de co-simulation inter-logicielle s'est inspiré des travaux publiés dans [134]. Le choix de la communication par OPC (*OLE (Object linking and*

Embedding) for Process Control) a été retenu. Son usage permet l'utilisation d'un protocole standard, en tirant parti des possibilités offertes par Matlab et PowerFactory. Le serveur OPC choisi est celui de Matrikon, gratuit et recommandé par MathWorks et DIgSILENT.
L'illustration graphique du principe de fonctionnement de la co-simulation est présentée à la Figure 5.1. A chaque pas de calcul, il se déroule dans l'ordre suivant :

1. Une réception et une lecture des consignes Matlab par PowerFactory depuis le serveur OPC Matrikon. Les références transmises peuvent correspondre aux profils de puissance de consommation et de production PV/éolien ;
2. Une exécution d'un calcul de flux de puissance par PowerFactory ;
3. Un envoi à Matlab via le serveur OPC Matrikon des résultats de flux de puissance ;
4. Depuis le serveur OPC Matrikon, Matlab reçoit et lit les résultats de PowerFactory. Certains résultats sont des entrées pour le système de supervision ;
5. Les algorithmes de supervision sont ainsi exécutés, donnant pour résultats des consignes de puissance qui impactent les courbes de charge du réseau; enfin
6. Les ordres de charge VE, sont envoyées à PowerFactory via le serveur Matrikon.

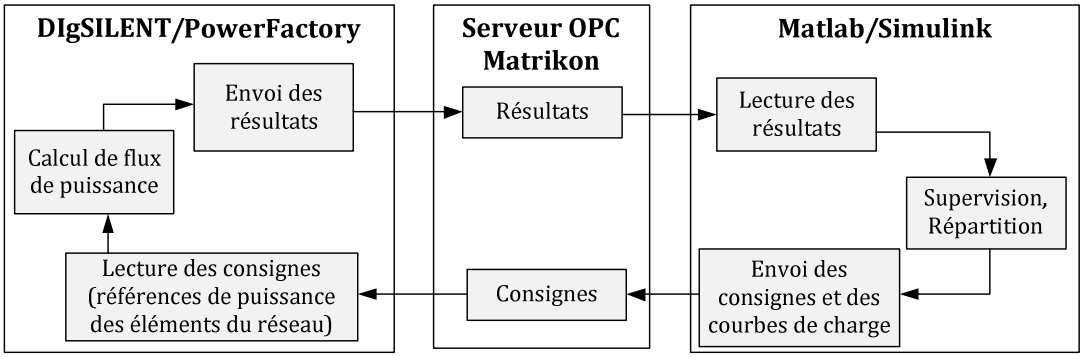


Figure 5.1 : Synoptique du fonctionnement de la co-simulation entre Matlab et PowerFactory.

Dans le principe de fonctionnement, Matlab impose la cadence de co-simulation, et PowerFactory exécute automatiquement un calcul de flux de puissance dès qu'il reçoit de nouvelles valeurs, avant d'en envoyer automatiquement les résultats. Le serveur n'a pas d'influence sur la synchronisation, et sert d'interface tampon de stockage et de transmission de données.

5.2.2 Caractéristiques et modélisation du réseau de distribution

Le réseau de distribution simulé sur PowerFactory, est issu d'un cas réel et correspond au poste source PS_{13}. Actuellement, le PS_{13} est composé de 13 départs HTA

desservant plus de 900 postes de distribution HTA/BTA servant à l'alimentation d'environ 10000 clients (Figure 5.2). Il comporte des fermes éoliennes ayant des départs dédiés au PS, des producteurs PV reliés aux postes HTA/BTA ainsi que des charges électriques. Compte tenu du nombre important des nœuds de charge reliés au PS, ainsi que pour des raisons de simplicité et de temps, un seul départ HTA sera modélisé en détail. En revanche, les autres départs seront assimilés à des profils de charge déterminés à partir des mesures de puissance au niveau du PS.

Le réseau HTA réel utilisé est issu de la modélisation par GEREDIS de son réseau de distribution. Actuellement, le départ HTA est alimenté par un transformateur de 36 MVA en 15 kV. Ce dernier comprend 81 postes de distribution 15kV/400V auxquels sont reliés près de 1100 clients professionnels et particuliers. Il est composé de 361 lignes, pour un ensemble de 447 nœuds de charges. Enfin 385 kWc de production photovoltaïque (PV) sont répartis sur l'ensemble du départ. La Figure 5.3 donne une vue d'ensemble du départ HTA modélisé.

Pour la modélisation des producteurs éoliens et PV, des mesures de puissances normalisées sont utilisées. Ensuite, la reconstituion des profils clients se fait selon la méthode de profilage présentée dans le chapitre 2.

Enfin la répartition des charges VE est effectuée de façon proportionnelle au nombre de clients. Comme il a été envisagé tout au long de ce rapport, la charge est répartie sur deux périodes : la charge du matin lors de l'arrivée sur le lieu de travail et la charge du soir lors du retour au domicile. Le nombre de clients de chaque type (professionnel, résidentiel) ainsi que leurs puissances souscrites sont disponibles. Les puissances souscrites sont utilisées pour répartir les VE en nombre, proportionnellement au départ complet.

Ainsi, le nombre de VE N_{VE} connectés au poste de distribution *i* est déterminé par :

$$N_{VE\ pro}(i) = N_{total\ VE\ pro} \times \frac{\sum P_s^{PRO}(i)}{\sum P_s^{PRO}(départ\ complet)} \qquad \text{Eq. 5.1}$$

$$N_{VE\ res}(i) = N_{total\ VE\ res} \times \frac{\sum P_s^{PRES}(i)}{\sum P_s^{RES}(départ\ complet)} \qquad \text{Eq. 5.2}$$

Avec : $N_{VE\ pro}(i)$ et $N_{VE\ res}(i)$, les nombres de VE respectivement en charge le matin et le soir au PD *i*,

$N_{total\ VE\ pro}$ et $N_{total\ VE\ res}$, les nombres totaux de VE sur le départ, respectivement le matin et le soir,

$\sum P_s^{PRO}(i)$ et $\sum P_s^{RES}(i)$ se sont les sommes des puissances souscrites de tous les clients respectivement professionnels et résidentiels, au PD *i*,

$\sum P_S^{PRO}(départ\ complet)$ et $\sum P_S^{RES}(départ\ complet)$ correspondent aux sommes des puissances souscrites des clients professionnels et résidentiels, sur le départ complet.
Les $N_{total\ VE}$ sont ainsi répartis, depuis la tête du départ jusqu'au point le plus éloigné.

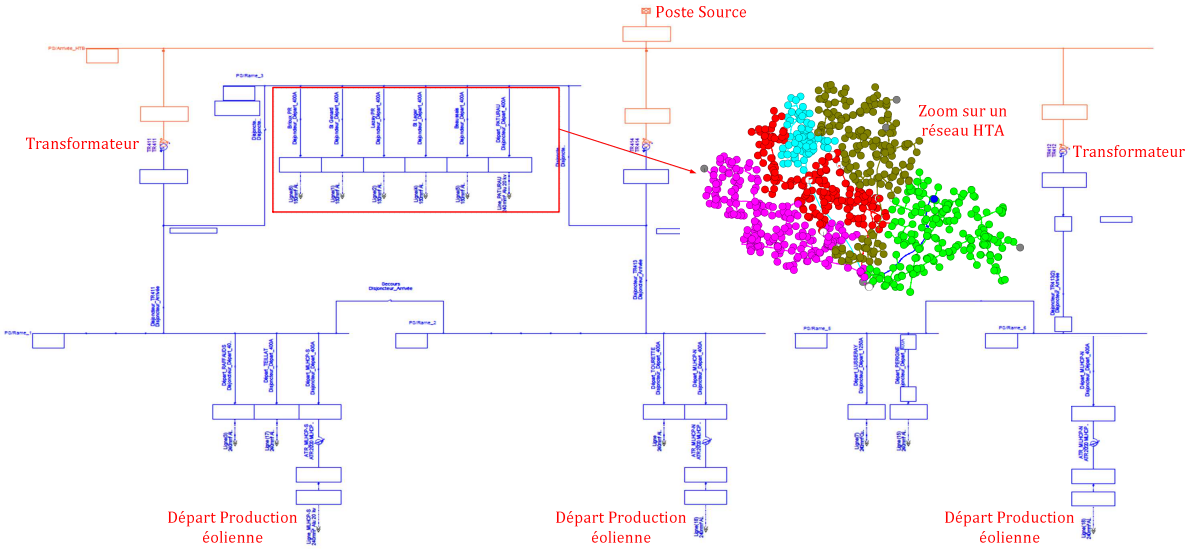


Figure 5.2 : Structure globale du PS.

5.2.3 Simulations numériques

5.2.3.1 Eléments

L'analyse des résultats de simulations numériques illustrés dans cette section nécessite un rappel des hypothèses et des scénarios d'étude. De prime abord, les données de productions utilisées pour la modélisation, sont celles du scénario 2020, avec une puissance PV installée de 8 MW, dont 1365 kWc raccordés au départ HTA. En outre, trois fermes éoliennes constituant une puissance globale installée de 62 MW sont considérées. Par ailleurs, le nombre de VE déployé correspond à 1200 VE, dont 150 répartis sur l'ensemble du départ. Subséquemment, en partant du principe que seul le système de supervision SRD4 utilise en sus la mesure de puissance au PS pour établir le plan de charge des VE, le principe de co-simulation sera par conséquent appliqué en sa globalité que sur ce service. En revanche, dans les autres cas de figure, SFO (TRV/TM), SRT2 ainsi que leur mutualisation, le résultat de supervision sera directement intégré dans Matlab en tant qu'une matrice de solution.

Enfin, pour chacun des systèmes de supervisons, trois scénarios sont étudiés :

- Scénario 1 - jours en hiver (forte consommation/faible production): le PS est en situation permanente de soutirage (consommation > production éolienne et photovoltaïque).
- Scénario 2 - jours en hiver (forte consommation/forte consommation): le PS est en situation partielle de refoulement, la production est par moment supérieure à la consommation.
- Scénario 3 - jours en été : le PS est en situation similaire à celle du scénario 2, mais avec une consommation considérée comme étant moyenne.

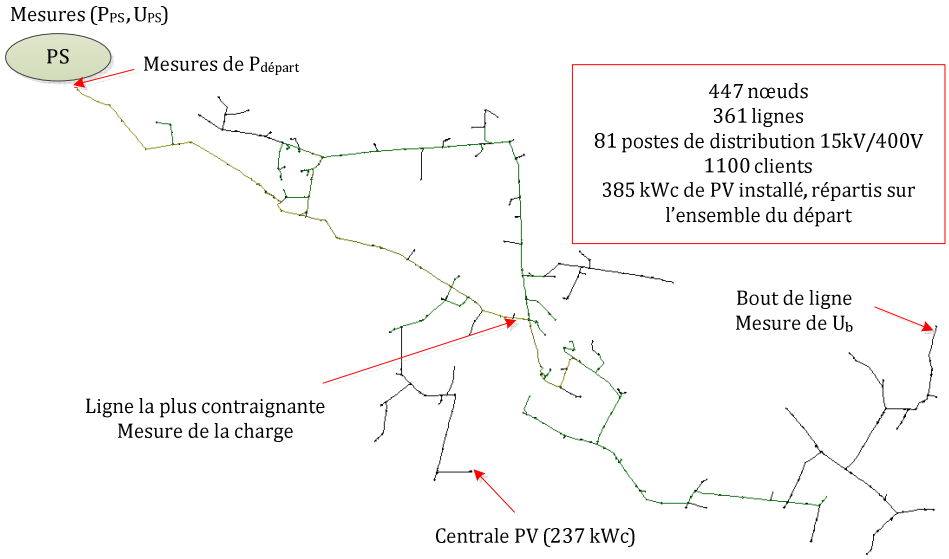


Figure 5.3 : Architecture du départ HTA modélisé à partir des éléments réel.

5.2.3.2 Résultats et discussions

Les mesures des variables analysées sont indiquées sur la Figure 5.3. Un autre point important comme la position de la plus grande centrale PV est également indiqué. Sur chaque courbe de résultat, huit cas sont comparés : d'abord sans VE, puis avec VE sans supervision, puis avec VE supervisés selon les différentes configurations (SRD4, SFO/TM, SFO/TRV, SRT2, SRD4/SFO(TRV)/SRT2, SRD4/SFO(TM)/SRT2). Dans le but de limiter le nombre de figures plausibles, les cinq mesures P_{PS}, U_{PS}, $P_{départ}$, $charge_{ligne}$ et U_b sont donnés que pour le scénario 1. En revanche, les scenarios 2 et 3 sont seulement représentés par la mesure de P_{PS}, $P_{départ}$ et U_b, avec $U_{centrale\ PV}$ pour le scénario 3.

La Figure 5.4 donne les résultats de mesure de puissance au PS, pour le scénario 1. Dans ce cas, la production est faible devant la consommation, il n'y a donc pas de

refoulement de puissance éolienne au réseau de transport. La supervision SRD4 raisonne donc majoritairement selon l'évolution du prix de l'énergie, en déplaçant la charge vers les heures creuses, moins chères. Pour ce même jour, les prix du marché « intraday » amène la supervision à provoquer la charge des VE pendant des périodes similaires à celle du SRD4. Ce constat est aussi valable pour le résultat issu de la supervision SFO/TRV. En revanche, l'absence des offres d'ajustement le matin et pendant la pointe du soir 18h-20h, génère un pic de puissance semblable au cas « sans supervision ». Par conséquent, les résultats des deux configurations de mutualisation héritent principalement des profils de puissances générés par SFO/TM et SFO/TRV.

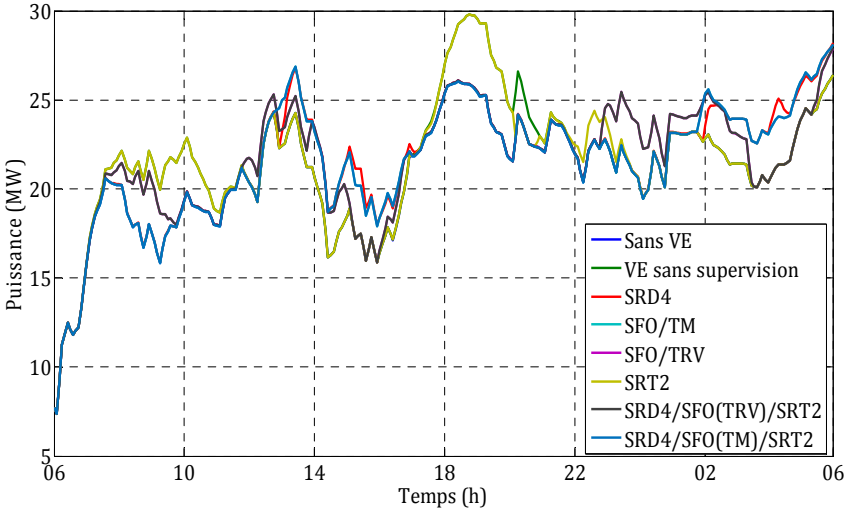


Figure 5.4 : Comparaison des profils de puissance au PS - scénario 1.

En se référant à la Figure 5.5, cela donne pour résultat au niveau du départ HTA, des pics de consommation VE effacés et répartis sur la journée. Cette conséquence est valable que pour les supervisions : SRD4, SFO/TM et SRD4/SFO(TM)/SRT2. En revanche, le pic de puissance provoqué à 19h et atteignant les 5,96 MW dans le cas « SRT2 » est comparable à celui induit par les VE dépourvus de gestion. Nonobstant le report de charge opéré par SFO/TRV et SRD4/SFO(TRV)/SRT2, un pic de 5,66 MW apparait vers 23h, soit une incrémentation de 290 kW comparé au cas « sans VE ». Ce constat, s'explique d'une part, par le principe de supervision optimal mis en place dans le chapitre 4, visant à maximiser les profits, et d'autre part, par la coïncidence avec l'enclenchement des BECS des clients résidentiels souscrivant au tarif HP/HC. L'impact de ces gestions sur le taux de charge de la ligne contraignante est relaté à la Figure 5.6. Les résultats illustrés ne sont que l'image de la puissance véhiculée sur le départ HTA. Le taux de charge maximal enregistré est ainsi de 74,2 %, soit une augmentation de 6,2%.

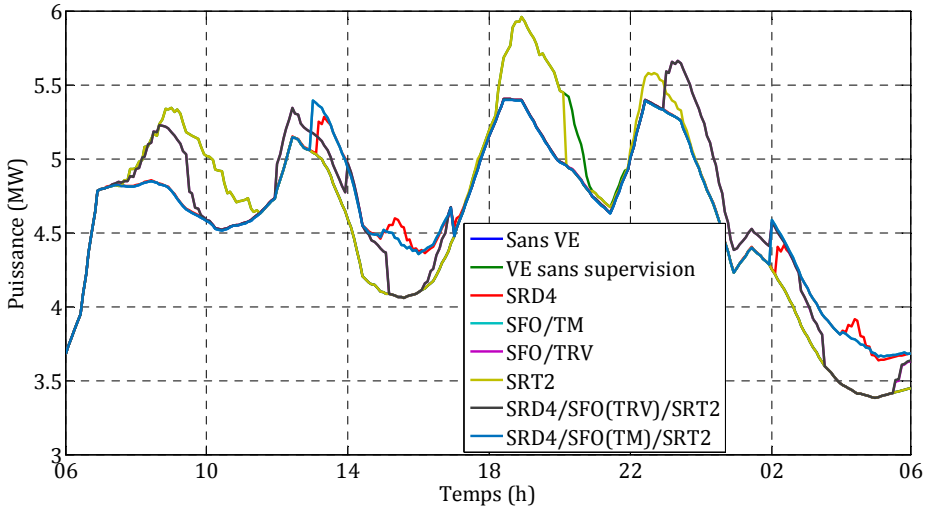


Figure 5.5 : Comparaison des courbes de charge au départ HTA - scénario 1.

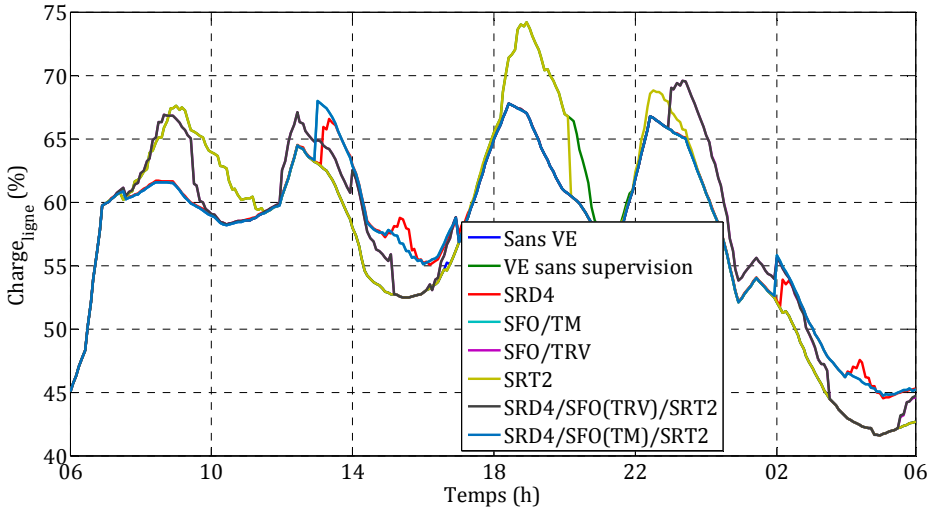


Figure 5.6 : Comparaison de la charge (%) de la ligne la plus contraignante - scénario 1.

Concernant les plans de tension au niveau du PS et au point le plus éloigné, ils sont respectivement illustrés dans les figures « Figure 5.7 - Figure 5.9 ». La tension au secondaire du transformateur a été consignée à +5% de la valeur réglementaire (15 kV), soit une tension de référence de 15,75 kV. La régulation de tension des transformateurs est assurée par les régleurs en charge, en modifiant le rapport de transformation, et cela en fonction du transit de puissance sur le transformateur. Dans le cas présent, le transformateur dispose de 23 prises avec une capacité réglage de 1% chacune. La plage de variation de la tension nominale retenue est ainsi de [15,6 ; 15, 75] kV, soit des consignes de tensions de +/- 1%

autour de 1,05 p.u. En revanche, aucun contrôle P/Q de la production éolienne/PV n'est considéré. Ceci dépasse le cadre de la présente étude.

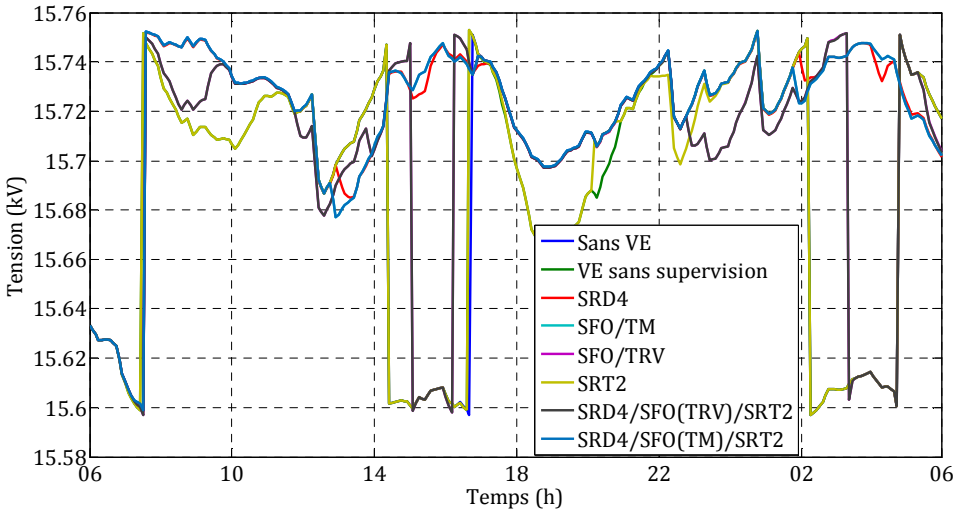


Figure 5.7 : Comparaison des plans de tension au PS - scénario 1.

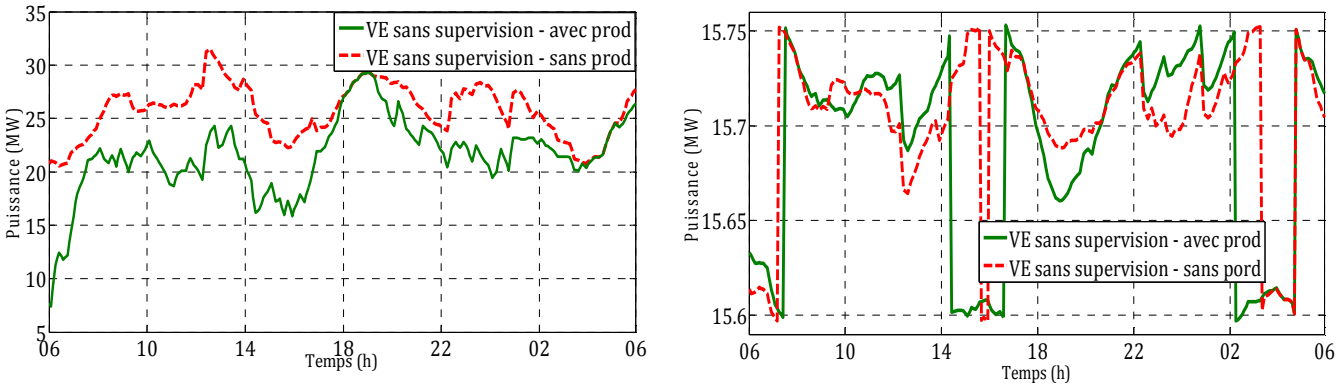


Figure 5.8 : Comparaison des profils de puissance et de tension avec et sans production éolienne/PV - scénario 1 « VE sans supervision ».

Dans un premier temps, il est clairement notable sur la Figure 5.7, que lorsque la tension mesurée au secondaire dépasse les valeurs de consignes fixées pendant un temps Δt, égale au pas de simulation, le changement de prise s'opère. Ceci a pour effet de baisser ou d'augmenter la tension sur l'ensemble du réseau. Un changement d'une seule prise a suffi pour redresser la tension, ce constat est valable pour l'ensemble des cas simulés. Ainsi, selon les différents cas, les actions du régleur en charge sont activées à des moments différents. D'autre part, il est évident que le réglage est largement modifié par l'injection de

la production éolienne/PV sur le réseau. Une comparaison des profils de puissance et des plans de tension avec et sans production dans le cas « VE sans supervision » est illustrée à la Figure 5.8. Ceci démontre l'impact de la production sur le profil de tension, qui selon les scénarios de production et de consommation peut avoir un effet négatif, à l'exemple des valeurs de tension calculées en heures de pointes 18h-20h.

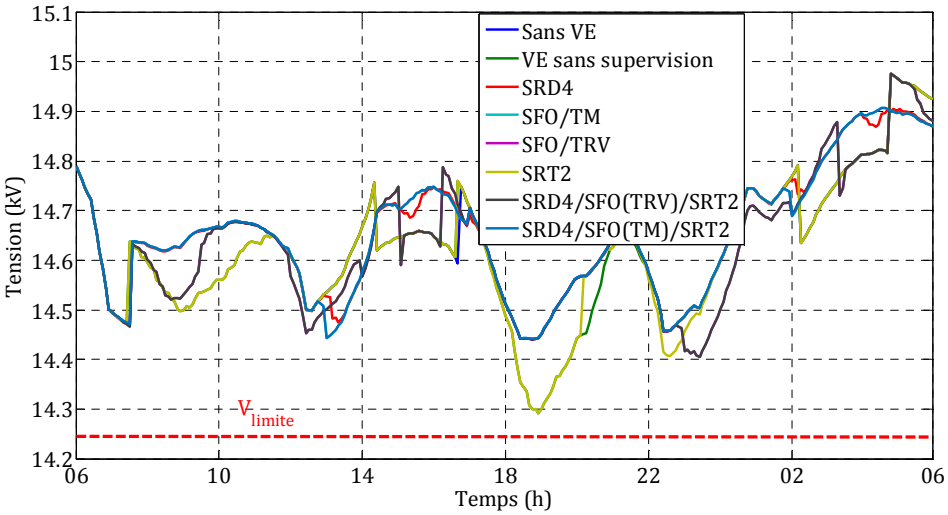


Figure 5.9 : Comparaison des plans de tension en bout de ligne - scénario 1.

Maintenant, en se référant à la Figure 5.9, il est également constaté que les plans de tension au point le plus éloigné, subissent les mêmes variations brusques induites par les régleurs en charge. Ensuite, il est pareillement remarqué, que les services SRD4 et SFO/TM améliore considérablement la qualité du plan contrairement au cas « SRT2 et SFO/TRV », qui affiche une dégradation partielle de ce dernier, avec respectivement des chutes de tension égales à 4,72% et 3,96%. En tout état de cause, la tension ne dépasse pas la valeur minimale admissible (14,25 kV).

La Figure 5.10 donne les résultats de puissance au PS pour le scénario 2. Ici la production est très forte, supérieure à la consommation, ce qui induit un refoulement de puissance au réseau de transport. Contrairement au scénario 1, la supervision SRD4 cherchant à favoriser la consommation locale de l'énergie éolienne, provoque un pic durant la recharge au travail et au domicile semblable au cas « VE sans supervision » (Figure 5.11). Ainsi, identiquement au scénario 1, les pics de puissance sont plus aigus lorsqu'un une reprise synchronisée des charges est effectuée après un report réalisé pendant une offre d'effacement (SRT2). Les conclusions sur les résultats de SFO/TRV et de SFO/TM sont similaires à celles du scénario 1.

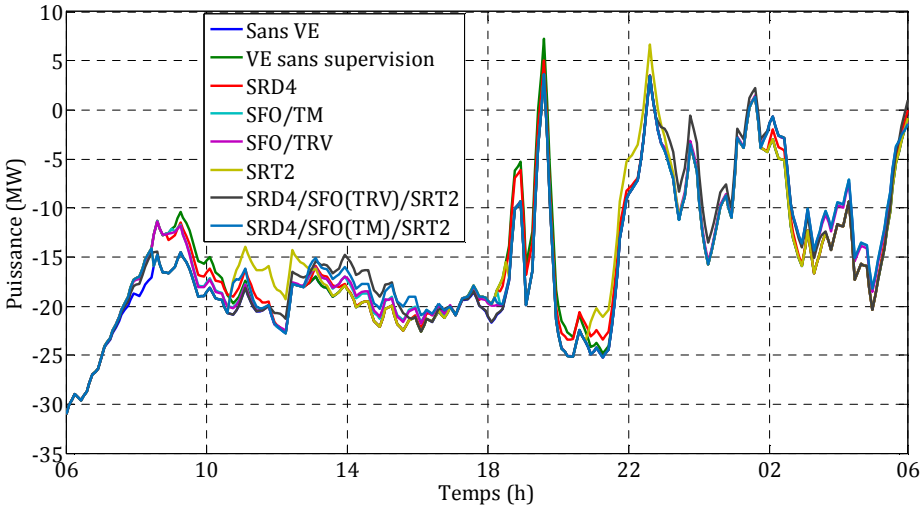


Figure 5.10 : Comparaison des profils de puissance au PS - scénario 2.

En termes de plan de tension, au côté du service SRT2 considéré comme étant le cas le plus défavorable, le service SRD4 affiche de même une dégradation et un abaissement de tension calculée à 4,6%. Comparé au cas sans VE, la chute de tension supplémentaire est donc de 0,49%, soit 73,5 V. Quant à l'impact du service SRT2, la chute de tension est légèrement inférieure, avec une valeur calculée à 4,53%.

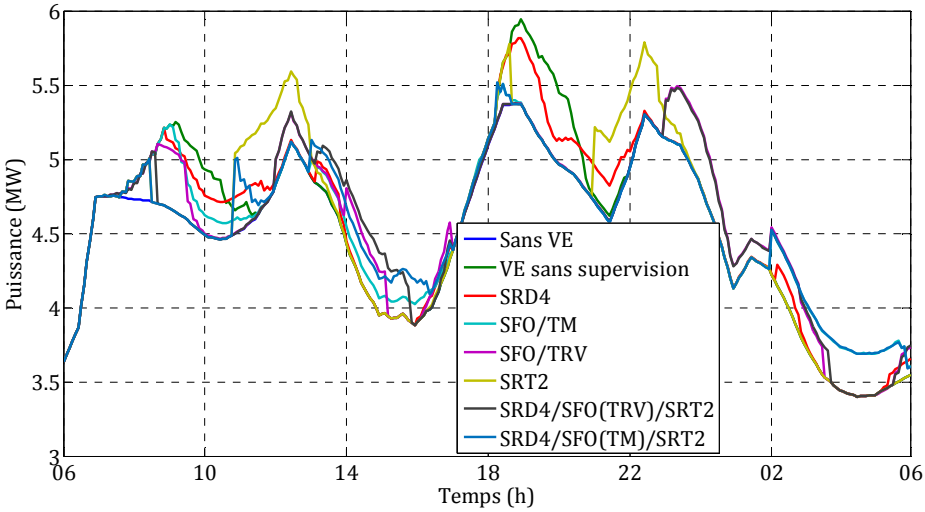


Figure 5.11 : Comparaison des courbes de charge au départ HTA - scénario 2.

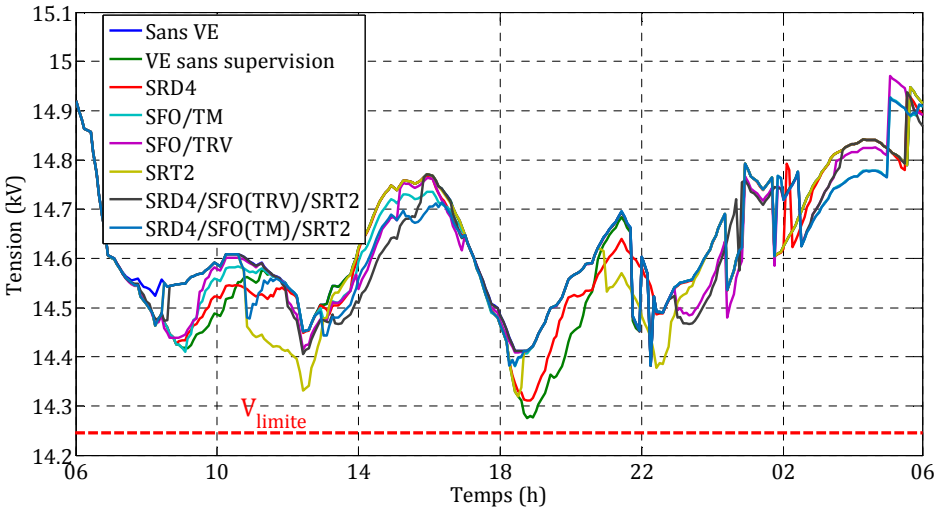


Figure 5.12 : Comparaison des plans de tension en bout de ligne - scénario 2.

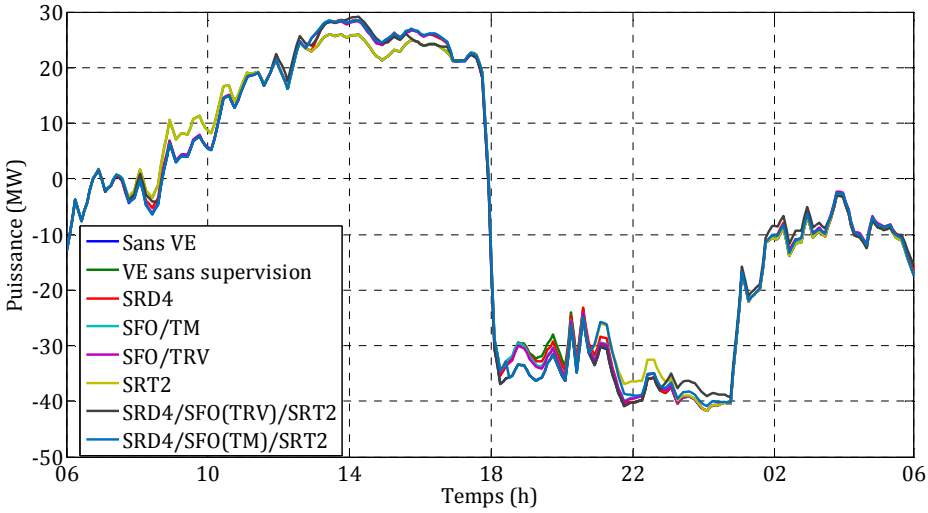


Figure 5.13 : Comparaison des profils de puissance au PS - scénario 3.

Enfin, les résultats du scénario 3 sont représentés par les figures « Figure 5.13, Figure 5.14 et Figure 5.15 ». Le profil de puissance VE généré par la supervision SRD4 permet de coordonner en partie les VE et l'éolien en début de charge des VE au travail (Figure 5.13), accentuant ainsi le pic de 9h (Figure 5.14). Pour celle du soir, le système étant en refoulement, la pointe sur le départ HTA n'est donc que partiellement effacée. A l'instar des conclusions tirées à partir des résultats du scénario 2, le service SRT2 accroit une nouvelle fois le pic de puissance à 23h. Les pics de puissance engendrés par les autres configurations de supervision demeurent inférieurs à la valeur maximale enregistrée à 23h,

dans le cas « sans VE ». Ensuite, à l'image des courbes de charge au niveau du départ, les plans de tension au point de raccordement de la centrale PV et au point le plus éloigné sont influencés par la production PV. En effet, les nombreuses fluctuations observées en journée lui sont directement dus. Dans l'ensemble des cas de supervision, le plan de tension aux deux points est maintenu dans ses limites admissibles [14,25 ; 15,75] kV.

L'ensemble des résultats de simulation illustrés sont synthétisés numériquement dans le Tableau 5.1. Les valeurs surlignées en rouge et en bleu indiquent respectivement les limites maximales et minimales atteintes pour les indicateurs ΔU_{max}, P_{max} au départ, et le taux maximal de $charge_{ligne}$.

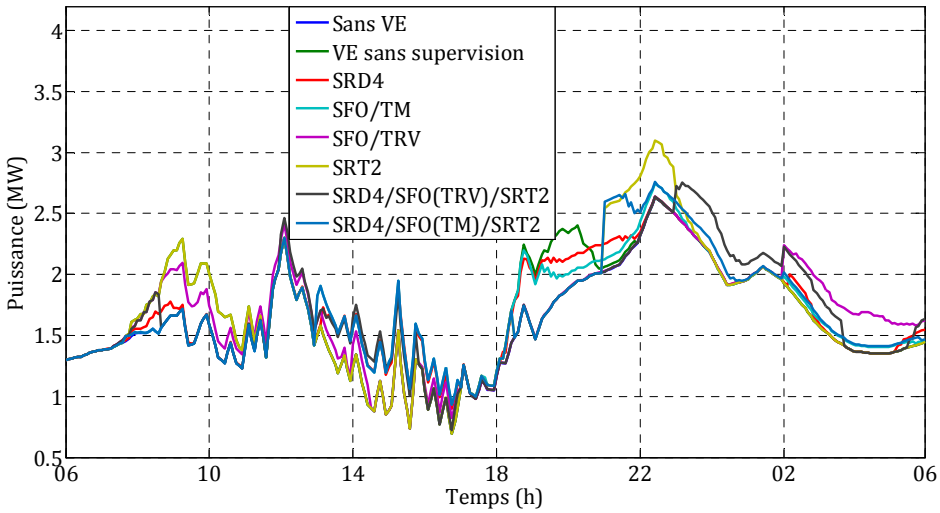


Figure 5.14 : Comparaison des profils de puissance au départ HTA - scénario 3.

Tableau 5.1 : Synthèse des chutes de tension, des puissances au départ et des taux de charge de la ligne pour les 3 scénarios et selon les différents cas de supervision.

	ΔU en bout de ligne (%)			P_{max} (départ) (MW)			Taux de charge maximal (%)		
	Scénario			Scénario			Scénario		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Sans VE	**-3,72**	**-4,11**	0,11	**5,40**	**5,37**	2,63	**67,80**	**67,41**	31,52
Sans supervision VE	**-4,72**	**-4,82**	0,11	**5,96**	**5,94**	2,63	**74,22**	**73,94**	31,52
SRD4	**-3,73**	**-4,60**	0,09	**5,41**	**5,82**	2,64	**67,80**	**71,90**	31,66
SFO/TM	**-3,72**	**-4,12**	0,10	**5,40**	**5,51**	2,76	**67,96**	**69,17**	32,56
SFO/TRV	-3,96	**-4,12**	0,20	5,66	**5,49**	2,64	69,59	**67,44**	31,53
SRT2	**-4,72**	-4,53	0,09	**5,96**	5,79	3,10	**74,22**	71,84	36,53
SRD4/SFO(TRV)/SRT2	-3,96	**-4,12**	0,11	5,66	**5,48**	2,75	69,59	**67,42**	32,70
SRD4/SFO(TM)/SRT2	**-3,72**	**-4,12**	0,06	**5,40**	**5,52**	2,76	**67,96**	**69,32**	33,06

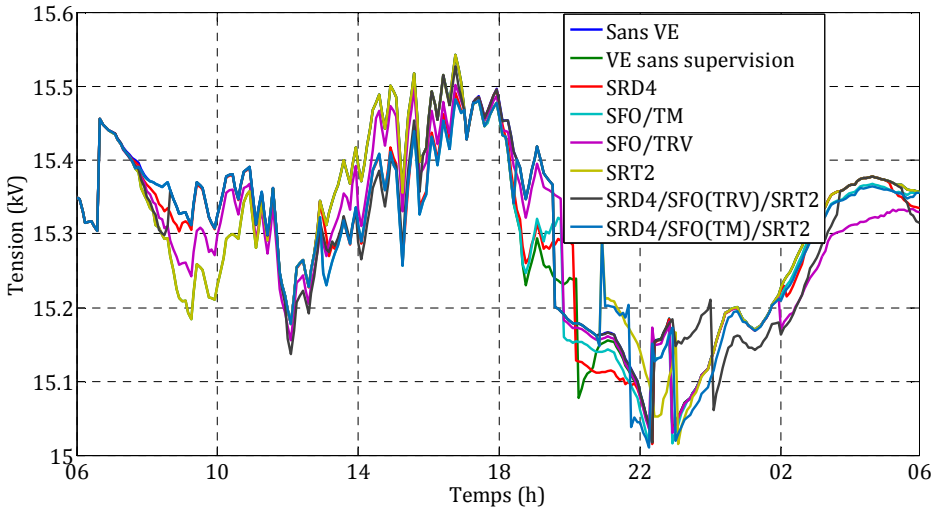


Figure 5.15 : Comparaison des plans de tension en bout de ligne - scénario 3.

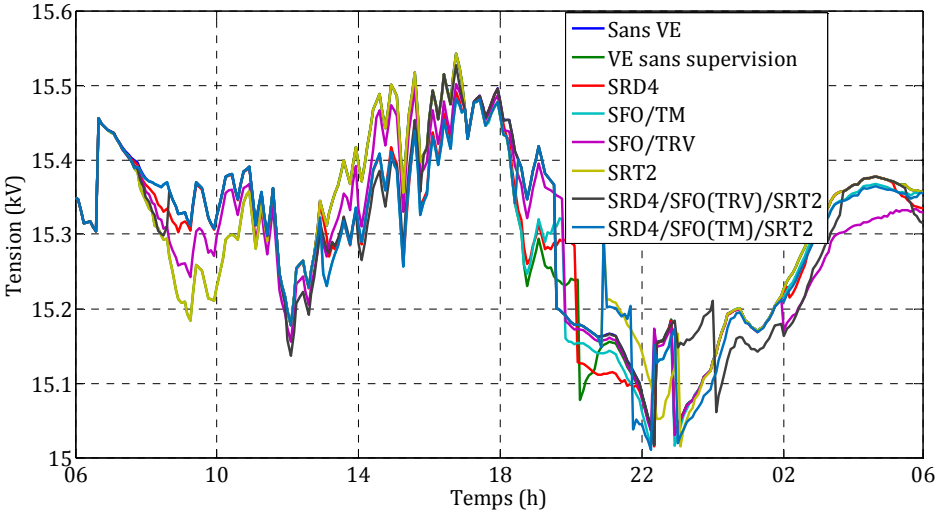


Figure 5.16 : Comparaison des plans de tension au point de connexion de la centrale PV (237 kWc) - scénario 3.

En conclusion, les résultats ont démontré l'intérêt et l'impact de chacun des systèmes de supervision. Hormis les effets négatifs engendrés par le service SRT2 sur l'ensemble des scénarios étudiés, les pics de puissance ainsi que les chutes de tension sont généralement minimisées et maitrisées. Seule la favorisation de la charge des VE par le système de supervision SRD4 pendant les moments de refoulement peut dans certaines situations (pics de consommation et de production apparaissant simultanément) impacter négativement le réseau.

5.3 Validation expérimentale des principes du réseau intelligent sur la plateforme Energies Réparties

Les essais expérimentaux du fonctionnement de la supervision temps réel et de la chaîne de communication, en amont de la mise en place du démonstrateur terrain déployé par SEOLIS, porte sur l'évaluation de la performance de l'architecture proposée dans le cadre du projet VERDI. Principalement, la validation consiste à tester l'interaction entre les consignes de la supervision énergétique et les temps de réponse et d'exécution effectifs des ordres de commande. Pour ce faire, une plateforme de test composée de trois compteurs, d'un concentrateur et deux bornes de recharge de chez Saintronic est mise en place (Figure 5.17). Le cas d'étude testé est inspiré du même départ HTA présenté dans la section précédente. En revanche, le réseau est modélisé et simulé sous le logiciel de simulation temps réel ePHASORsim proposé par la société OPAL-RT [135], et ensuite trois clients sont externalisés afin de recréer une partie du réseau réel (Figure 5.17).

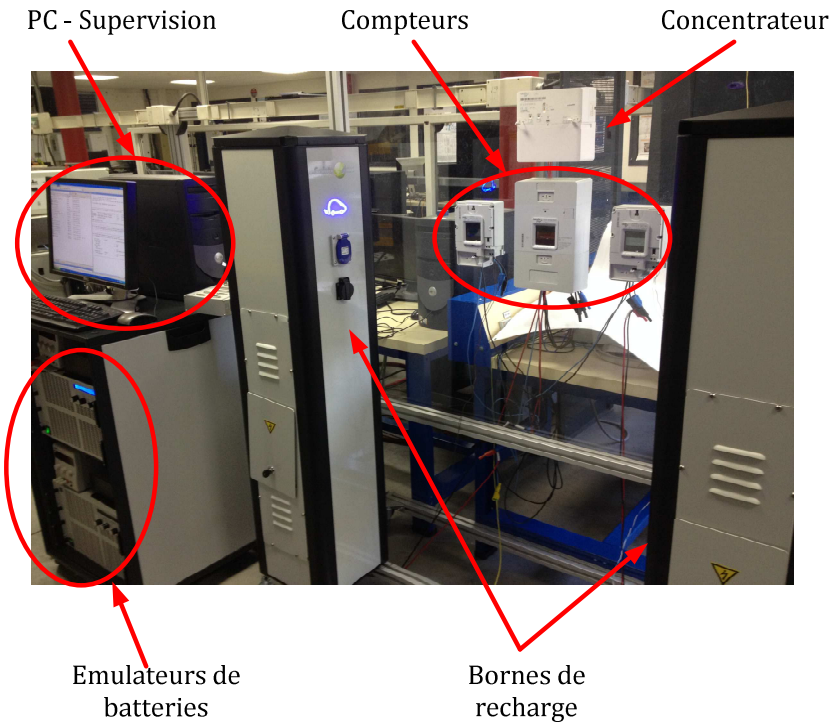


Figure 5.17 : Plateforme expérimentale.

Comme indiqué à la Figure 5.18, depuis la simulation temps réel de type phaseur sous ePHASORsim, le signal de tension au point d'externalisation est reconstitué dans le bloc phaseur/EMT (*ElectroMagnetic Transient*). Le signal appliqué à l'amplificateur de

puissance est ainsi un signal sinusoïdal d'une fréquence de 50 Hz. Cela permet l'alimentation en puissance des charges connectées via les compteurs et les bornes de recharges. Le courant fourni par l'amplificateur de puissance est mesuré et transmis au simulateur temps réel du réseau. Trois compteurs sont disponibles et seulement deux sont reliés aux bornes de recharge, auxquelles des chargeurs de VE avec émulateurs de batteries sont connectés.

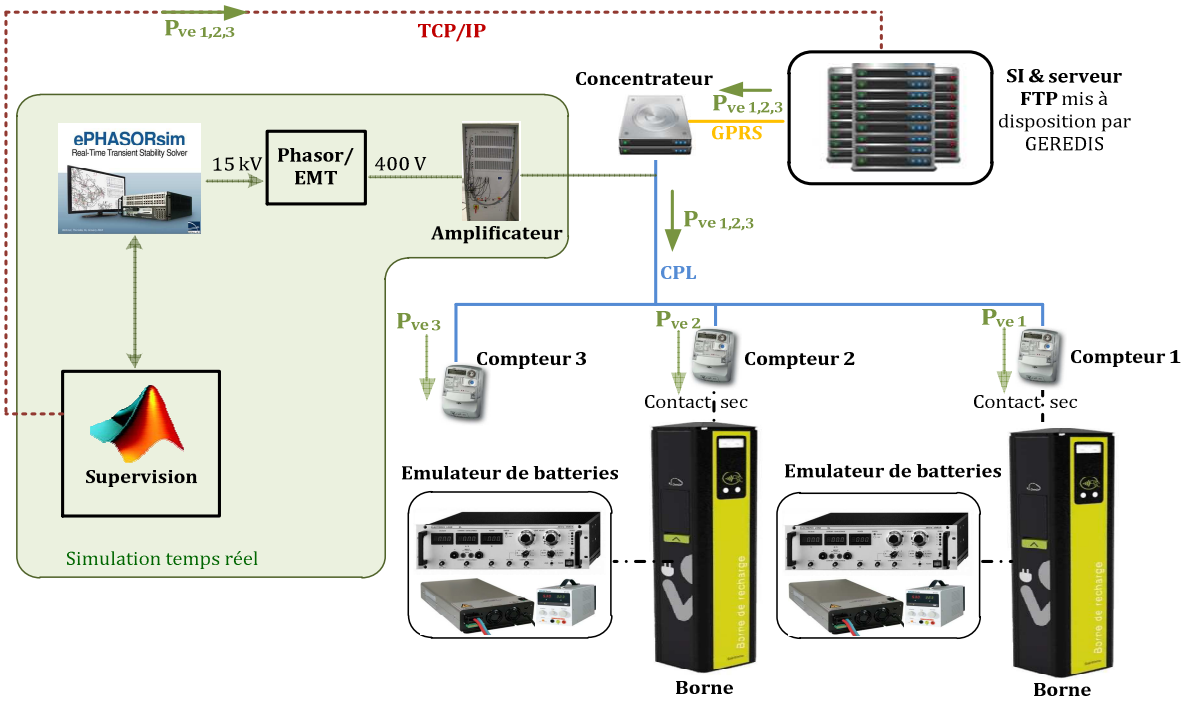


Figure 5.18 : Eléments et architecture du système de puissance et de communication.

Pour assurer la communication entre ces éléments, en vue du pilotage des VE, l'élément nécessaire à la plateforme est le concentrateur. Il va permettre de gérer la communication en CPL avec les compteurs communicants. Il peut échanger des informations via un signal GPRS (*General Packet Radio Service*) avec un Système d'Information et un serveur FTP (*File Transfer Protocol*) qui stocke à la fois les consignes et les mesures. La supervision énergétique devra pouvoir communiquer avec ce serveur pour l'envoi de consignes et la réception de mesures.

En principe, pour la commande des charges, les données issues de la sortie TIC (*TéléInformation Client*) du compteur peuvent être utilisées. A l'aide d'un gestionnaire d'énergie (non utilisé dans la présente expérimentation), la charge est pilotée en modifiant la donnée « Puissance Souscrite » des compteurs. Ainsi, si les consommations du client sont supérieures à cette puissance souscrite, le gestionnaire d'énergie ouvre un ou plusieurs contacteurs. Cela permet de stopper les consommations de charges pilotables. A l'opposé,

lorsque la puissance souscrite est augmentée, le gestionnaire referme le contacteur après un temps fixe. Cependant, suite à l'arrêt du développement des bornes actuelles par l'entreprise Saintronic [136], la communication via la TIC entre la borne et le compteur intelligent ne pourra pas être exploitable dans ce travail. De ce fait, les prises domestiques (E/F) de la borne de recharge seront pilotées via le contact-sec du compteur communicant. Les difficultés à ce stade portent sur la dynamique de communication entre les éléments. Le maillon limitant dans la chaîne de communication est inconnu pour l'instant. Ce dernier sera identifié grâce à la passerelle de communication développée et les essais menés.

5.3.1 Descriptions des éléments de la validation expérimentale

5.3.1.1 Compteur communicant

Le compteur AMM (Advanced Meter Management) proposé par la société Landis+Gyr [137] et utilisé dans cette expérimentation est destiné à un usage résidentiel . Il est l'équivalent du compteur Linky pour des applications de comptages pour des installations de types consommateurs ou producteurs. Le compteur communicant constitue les éléments terminaux du système AMM. Ses principales fonctions sont de :

- Mesurer l'énergie consommée et/ou produite par les clients pour des puissances inférieures ou égales à 36 kVA en actif et/ ou réactif,
- Communiquer avec le SI central via le concentrateur.

La courbe de charge mesurée au niveau du compteur gère deux courbes de puissance au maximum et cela selon le mode de fonctionnement (producteur ou consommateur). En l'occurrence, ici la courbe de charge enregistrée est celle de la puissance active moyenne prise sur un intervalle régulier (actuellement 30 min). Par ailleurs, les bornes nécessaires pour une telle interface de communication sont :

- La Télé-information Client (TIC) réalisée par une liaison série permet de diffuser en permanence les informations contenues dans les mémoires du compteur selon la norme HN 44-S-81. Cette liaison peut être utilisée par le client pour y connecter des systèmes tels que les gestionnaires d'énergie.
- Le contact-sec : il est réservé à l'abonné, lui permet de commander des dispositifs électriques à des heures préférentielles (tarif réduit par exemple). Le compteur dispose d'un seul contact-sec qui est piloté soit par le contrat fourniture, soit par le calendrier tarifaire (CT). Dans le contrat historique Tempo, le client dispose de deux circuits : le circuit 1 utilisé pour l'eau chaude sanitaire et le circuit 2 utilisé pour le chauffage. Chaque circuit dispose de plusieurs programmes permettant de déterminer la position du contact-sec en fonction de la période tarifaire en cours. Les programmes choisis pour les 2 circuits sont également transmis sur la sortie TIC.

Les deux principaux modes d'interfaces de communication du compteur L20C1 seront simultanément testés dans ce travail.

5.3.1.2 Concentrateur

Le concentrateur (CR4) proposée par Landis+Gyr [138] et implémenté dans l'architecture de communication possède deux fonctions principales :

- une passerelle de communication entre le SI central et les compteurs.
- une capacité de collecte et de mémorisation des données de comptage et des statistiques de communication.

Concernant la communication avec le SI, le concentrateur utilise les moyens de communication suivants :

- Ethernet.
- GSM (Global System for Mobile communications)/GPRS.

De plus, le concentrateur dispose d'une alimentation raccordée entre le neutre et les trois phases du réseau électrique triphasé. Les mêmes bornes sont utilisées pour le prélèvement de la tension d'alimentation et pour l'injection du signal CPL. Cette alimentation continue à fonctionner même en cas de disparition d'une ou deux phases. L'alimentation dispose d'une réserve d'énergie de secours qui permet l'envoi par le concentrateur d'une alarme à destination du SI central.

D'autre part, parmi les différents modes opératoires du concentrateur, le mode retenu pour les essais est celui de la configuration « démo ». Pour ce mode de fonctionnement, la période d'envoi des données au SI est de 5 min tandis que la période d'exécution des ordres est de 2 min.

5.3.1.3 Bornes de recharge

La borne de recharge utilisée dans le cadre de cette expérimentation est équipée de deux points de charge en libre accès. Chaque point de charge permet la recharge d'un véhicule électrique en mode 1, 2 ou 3 (chapitre 1, section 2) sur une prise de type 3C (Normalisé véhicules électrique) ou de type E/F (prise domestique) [136]. La borne contient un bornier d'alimentation monophasé (Phases/Neutre/Terre), des éléments de protections (protection parafoudre, disjoncteurs différentiels 30 mA, disjoncteurs 16A), des contacteurs pour la commande des prises, une carte de gestion et des voyants lumineux indiquant l'état de la borne (en arrêt, en marche ou en défaut).

Défini et déployé pour la première fois en 2010, le protocole OCPP de recharge des véhicules électriques est utilisé dans plusieurs pays et par plus de 10 000 stations. L'OCPP est une norme ouverte disponible gratuitement qui permet aux hôtes sur site de combiner

des logiciels et systèmes pour véhicules électriques interopérables sans avoir à réinvestir dans de nouvelles bornes de recharge.

Les principaux paramètres implémentés dans les bornes de recharge utilisées sont indiqués dans le Tableau 5.2.

Tableau 5.2 : Caractéristiques du protocole OCPP de la borne.

Opérations	Action
Authorize	Demande d'autorisation pour lancer une cession de charge.
Boot Notification	Informations de démarrage de la borne.
Status Notification	Informations des états des points de charge.
Remote Start Transaction	Lance (ou relance après un arrêt) la cession de charge.
ConnectorLockFailure	Défaut de verrouiller ou déverrouiller le connecteur.
Energy.Active.Import.Register	Valeur de l'énergie active importée.
Power.Active.Import	Valeur de la puissance active importée.
Current.Import	Valeur du courant importé.
Voltage	Valeur de la tension.

5.3.1.4 Emulateur de la recharge de batteries

Pour l'émulation du comportement physique de la recharge des VE, un dispositif composé de deux éléments principaux est proposé à la Figure 5.19.

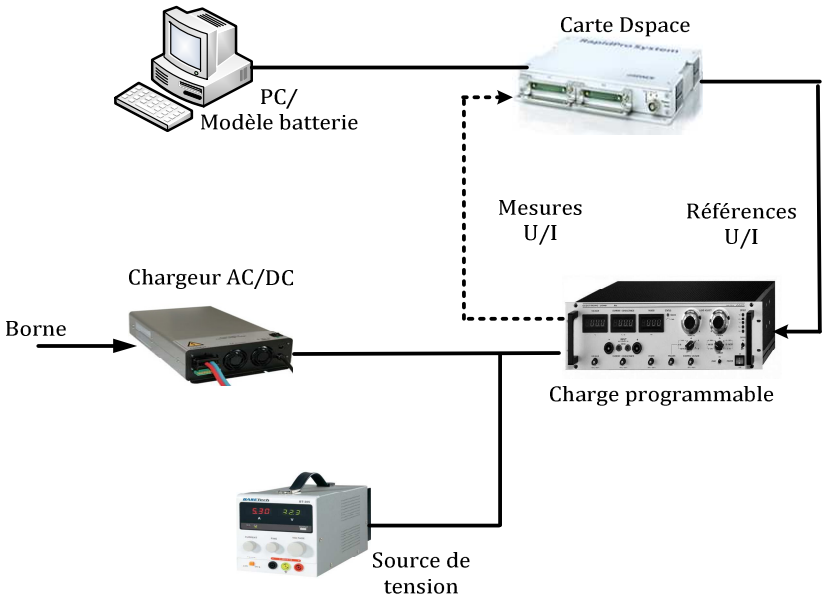


Figure 5.19 : Schéma de principe d'un émulateur de batteries.

Les éléments mis en place sont :

- Un chargeur réel de batteries AC/DC (48V/64A) de type PAC3200. Il est utilisé pour assurer la connexion entre la borne et l'émulateur de batteries. Le comportement dynamique en courant et en tension du chargeur sont présentés à la Figure 5.20.
- Dans la suite des travaux, le courant débité par le chargeur sera limité à 32A pour des raisons de sécurité.
- Un émulateur de batteries combinant du matériel et du logiciel :
    - une charge programmable DC du type EL9000 HP (80V/400A) qui va permettre à partir du chargeur et à travers un modèle de batterie de simuler une charge dynamique. La puissance absorbée peut varier de quelques dizaines de Watts à 4800 Watts.
    - une source de tension (DC) pour initialiser la valeur de la tension au niveau de la charge programmable, afin que le chargeur puisse détecter une présence de tension et donc d'une batterie.
    - un modèle de batterie issue de la *Toolbox SimPowerSystems* du Logiciel Matlab/simulink est utilisé. Le type de batterie retenu pour les essais est celui de la batterie Lithium-ion. Ses paramètres ont été adaptés à ceux d'un VE. Leurs valeurs numériques sont énumérées dans le Tableau 5.3.
    - et enfin, une carte dSpace assurant l'interface entre le modèle de la batterie et la charge programmable est utilisée. Celle-ci, permet le pilotage de la charge programmable par programmation numérique via des entrées/sorties analogiques.

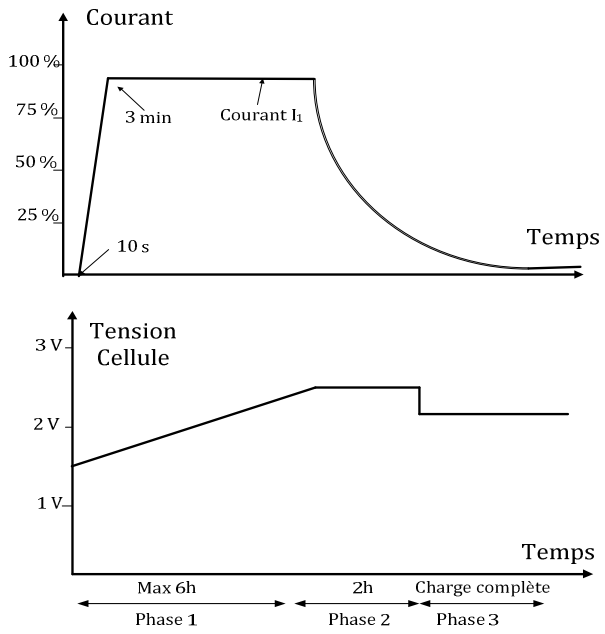


Figure 5.20 : Caractéristiques Courant/Tension imposées par le chargeur AC/DC.

Tableau 5.3 : Caractéristiques du modèle de la batterie.

Paramètre	Désignation	Valeur initiale
Tension nominale	E_0 (V)	48
Capacité la batterie (Ah)	Q (Ah)	400
Résistance interne	R (ohms)	0,0024
Temps de réponse	T_R (s)	30

5.3.1.5 Serveur FTP et Système d'Information

Le SI utilisé est le Smart Energy Core qui est un système de Meter Data Management proposé par la société SmartSide [139]. Ce dernier est conçu sur le principe de répondre avec efficacité aux problématiques liées au Smart Metering dans les réseaux intelligents (collecte, traitement et stockage de données ainsi que le pilotage du matériel électrique). Les modules implémentés dans Smart Energy Core vont permettre : une meilleure interaction avec les éléments communicants, une meilleure répartition d'intelligence de l'infrastructure de Smart Metering entre la plateforme et les concentrateurs de données, et enfin une gestion efficace des ordres de commande transmis en temps réel vers les éléments à interroger.

5.3.2 Interfaçage de la plateforme Energies Réparties avec les compteurs communicants

5.3.2.1 Principe général d'interfaçage Superviseur - SI

Afin de tester l'algorithme de supervision développé dans Matlab/Simulink, une interface de communication entre le superviseur et le SI est nécessaire. Le développement de cette interface passe par trois étapes comme le montre le schéma synoptique suivant (Figure 5.21) :

- Identification des requêtes *http* (Hyper Text Transfert Protocol[1]) nécessaires au cryptage des ordres à envoyer depuis la supervision vers le SI ;
- Développement d'un programme sous java pour l'envoi des requêtes identifiées au SI ;
- Développement d'un programme sous Matlab/Simulink pour interfacer le superviseur avec le programme java développé.

[1] *Http* est un protocole permettant d'envoyer des pages web à un ordinateur équipé d'un navigateur.

Le protocole de communication utilisé entre le superviseur et le serveur est le TCP/IP. L'abréviation TCP/IP désigne en effet deux protocoles étroitement liés : un protocole de transport, le TCP (Transmission Control Protocol), et un protocole réseau, le IP (Internet Protocol). Le fonctionnement des applications TCP/IP est expliqué en détail au [140].

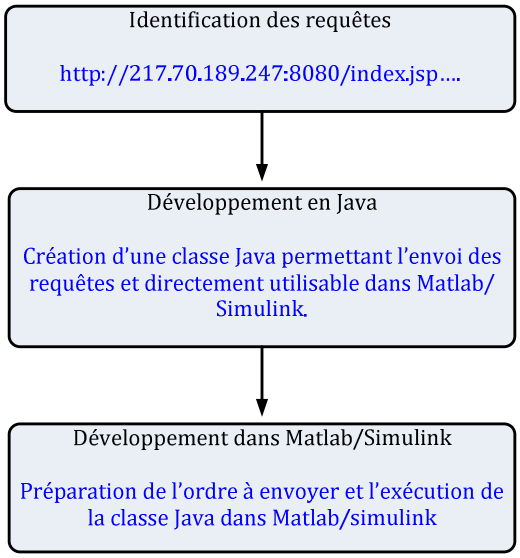


Figure 5.21 : Principe général d'interfaçage de la supervision avec le SI.

5.3.2.2 Principe d'identification d'une requête *http*

Tout d'abord, une requête *http* correspond à un ensemble de lignes envoyées au serveur par le navigateur (Figure 5.22). Elle comprend :

- Une ligne de requête : elle précise le type de document demandé (URL), la méthode devant être appliquée, et la version du protocole utilisée.
- Les champs d'en-tête de la requête : il s'agit d'un ensemble de lignes facultatives permettant de donner des informations supplémentaires sur la requête.

Dans l'application développée, c'est le corps de la réponse *http* qui nous intéresse. Ainsi, la façon d'y procéder est exposée à la Figure 5.23. Ici, le principe de l'identification repose sur des outils de développement proposés par internet explorer. Ces outils permettent de déboguer, de tester et d'accélérer les pages web. Il y a huit outils distincts, chacun ayant son propre onglet dans l'interface accessible en appuyant sur la touche F12 du clavier. L'outil utilisé pour l'identification des requêtes *http* est l'outil réseau. Il fournit des

détails précis sur les demandes réseau impliquées dans le chargement et le fonctionnement des pages Web.

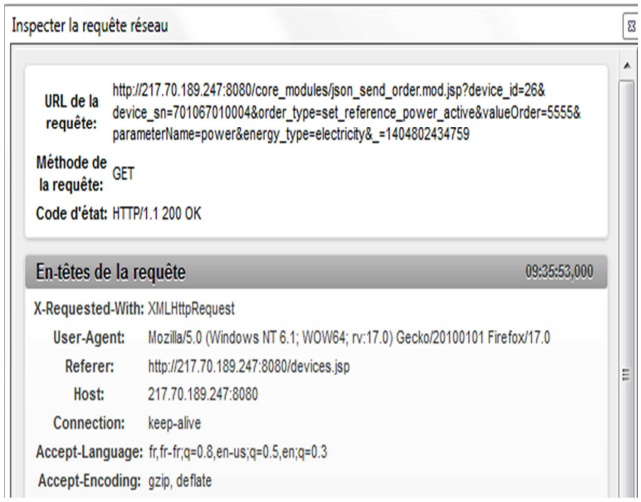


Figure 5.22 : Format d'une requête *http*.

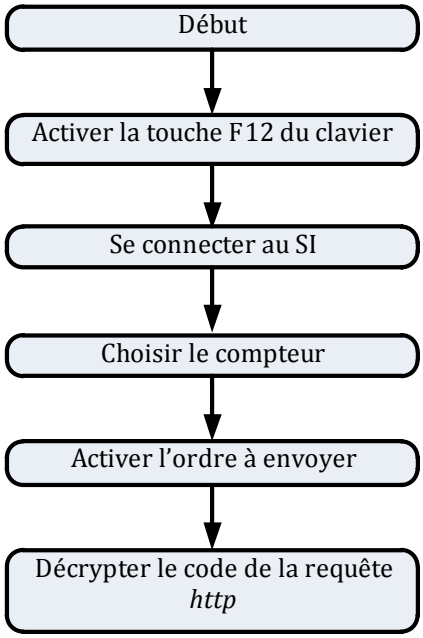


Figure 5.23 : Principe d'identification d'une requête *http*.

Pour la validation de la chaîne de communication, deux requêtes sont identifiées:

- Le changement de la puissance souscrite,
- Le changement du calendrier tarifaire.

Pour identifier la requête à envoyer pour changer la valeur de la puissance souscrite d'un compteur, le processus d'action présenté à la Figure 5.23 est appliqué. Dans un premier temps, l'outil réseau des outils de développement F12 est activé dans la page web du site SI, toujours sur ce site, un ordre de changement de la puissance souscrite d'un compteur est envoyé.

Ainsi, le résultat affiché par l'outil réseau est du type :

*« **http://217.70.189.247:8080/core_modules/json_send_order.mod.jsp?device_id** = identifiant du compteur**& device_sn**= numéro de série du compteur **&order_type=set_reference_power_active&valueOrder** = valeur de la puissance**&parameterName=power&energy_type=electricity ».***

De la même façon, l'identification de la requête à envoyer pour le changement du calendrier tarifaire suit le même principe. La forme de la requête identifiée est la suivante :

***« http://217.70.189.247:8282/sec_ws/beans/order_request?action=create&order=tariff&kind=provider&serial_number** = numéro de série du compteur **&tariff** = nom du calendrier tarifaire ».*

5.3.2.3 Développement des algorithmes d'interfaçage sous JAVA

Le but de ce développement est la création d'une classe JAVA qui permet l'envoi des requêtes. Cette classe doit être directement utilisable dans Matlab/Simulink.

5.3.2.3.1 Changement de la puissance souscrite

La solution proposée pour le changement de la puissance souscrite est relatée à la Figure 5.24. Dans un premier temps, plusieurs déclarations d'import des classes Java sont réalisées. Ensuite, la deuxième étape consiste à la déclaration de la classe principale « Puissance souscrite ». Les deux variables, la valeur numérique de *Psc* et le numéro de série du compteur *Sn* viennent après compléter la classe définie précédemment. L'initialisation de leurs valeurs est primordiale pour éviter toute action aberrante. La fonction principale du programme permet d'identifier le bloc d'instructions nécessaires pour la récupération des cookies, la connexion au SI, l'identification du compteur, l'envoi de la requête et le traitement de la réponse.

Par la suite, si la valeur de la puissance est autorisée, le programme affiche le numéro de série du compteur et le message suivant : modification de la puissance souscrite

du compteur. Ainsi, des instructions sont lancées pour trouver l'identifiant du compteur en se connectant au SI et en récupérant les cookies nécessaires.

Enfin, une fois l'identifiant du compteur est obtenu, la requête finale est formulée et un traitement de la réponse finale est réalisée.

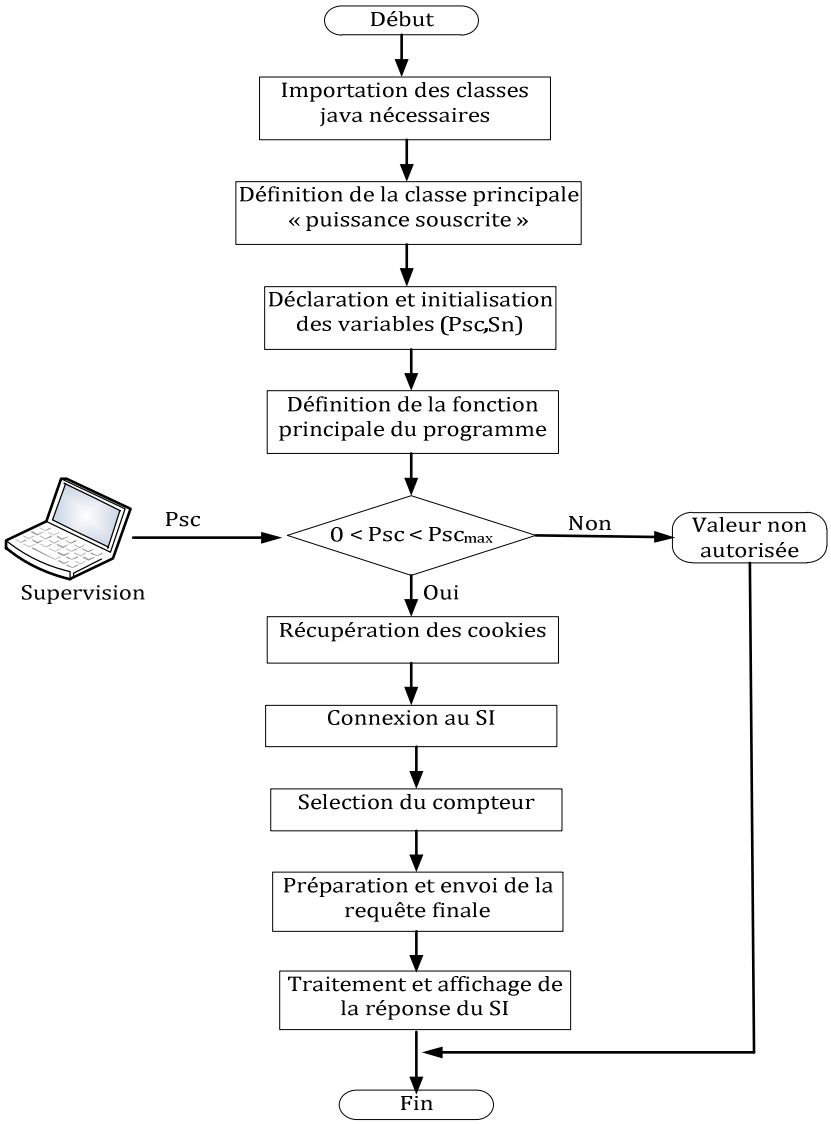


Figure 5.24 : Organigramme de changement de la puissance souscrite.

5.3.2.3.2 Changement du calendrier tarifaire

La procédure de changement du calendrier tarifaire est moins complexe que celle de la puissance souscrite. Elle se fait en une seule requête, c'est-à-dire pas besoin de chercher l'identifiant du compteur ni passer par l'étape de connexion au SI. Par ailleurs les étapes

importation des classes, déclaration, initialisation des variables, la validation de la valeur à envoyer ainsi que l'envoie de la requête finale restent inchangées. L'organigramme de la Figure 5.25 reprend en détail l'ensemble des étapes requises.

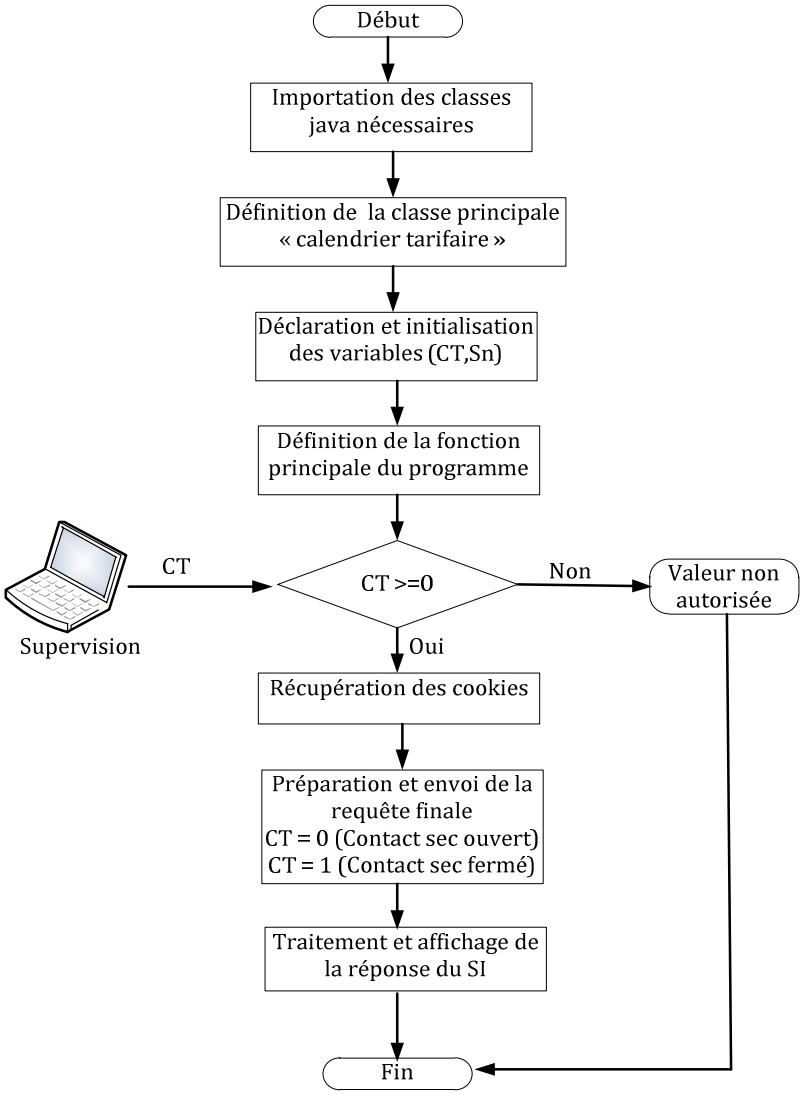


Figure 5.25 : Organigramme de changement du calendrier tarifaire.

5.3.3 Intégration des algorithmes d'interfaçage dans MATLAB/SIMULINK

Le principe de communication entre les algorithmes développés sous Java et la supervision développée sous Matlab/ Simulink est affichée au synoptique ci-dessous.

Pour cette partie le principe de communication entre les deux systèmes est le même pour un changement de valeur de puissance souscrite ou de calendrier tarifaire. La seule différence réside dans la requête à envoyer.
Dans cette interface trois opérations sont nécessaires, elles consistent en :

- la génération des ordres de commande par la supervision, l'initialisation des numéros de séries des compteurs ainsi que l'interprétation des résultats de la supervision par un changement de valeurs de puissances souscrites ou de calendriers tarifaires, et cela en fonction de l'application en cours. Cette étape est imbriquée dans une fonction et réalisée dans Matlab/Simulink.
- Ensuite, l'accès au SI est exécuté par le biais d'un lancement de requête, de récupération des cookies et d'envois de formulaire de connexion.
- Et enfin, si la réponse comporte des ordres de commande, le programme java est exécuté et les informations sont transmises au concentrateur puis aux compteurs.

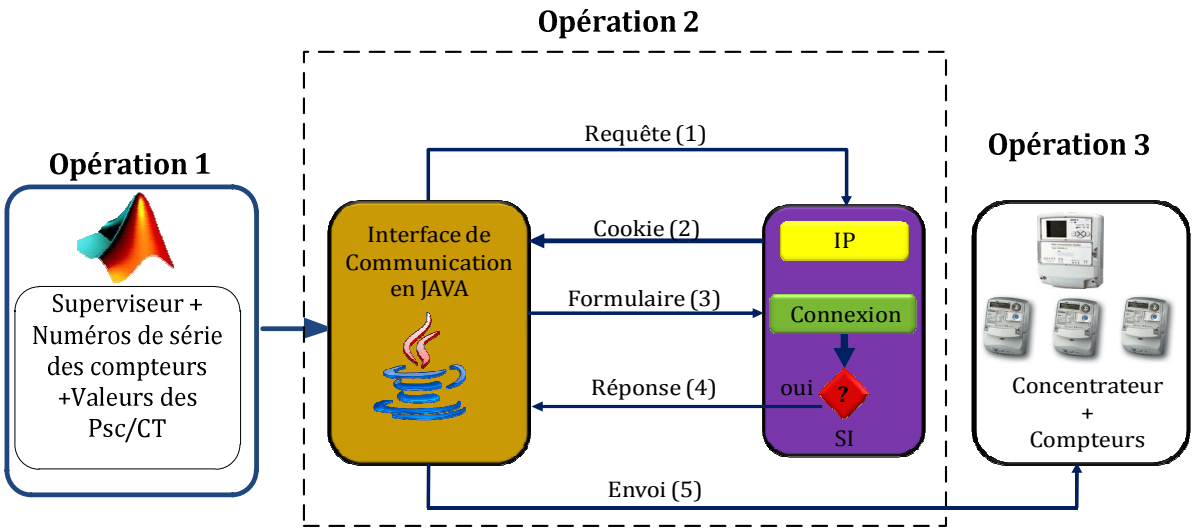


Figure 5.26 : Principe d'interfaçage des algorithmes Java Avec Matlab/Simulink.

5.3.4 Intégration de la modélisation du réseau de distribution dans l'outil de simulation en temps réel

Pour les validations expérimentales avec des éléments réels, le réseau de distribution doit être simulé par un logiciel permettant le fonctionnement en temps réel. Sur la Plateforme Energies Reparties du L2EP, lieu où est développé le banc d'essai des travaux de thèse, les éléments matériels et logiciels permettant la simulation en temps réel de phénomènes électriques sont fournis par la société Opal-RT [135]. Ils proposent, entre autre, une solution logicielle intégrée à Matlab/Simulink permettant la modélisation de

grands réseaux de puissance, avec plus de 25 000 nœuds de calcul. Cette solution s'appelle ePHASORsim, et est utilisée au niveau des expérimentations, bien qu'encore en développement par Opal-RT.

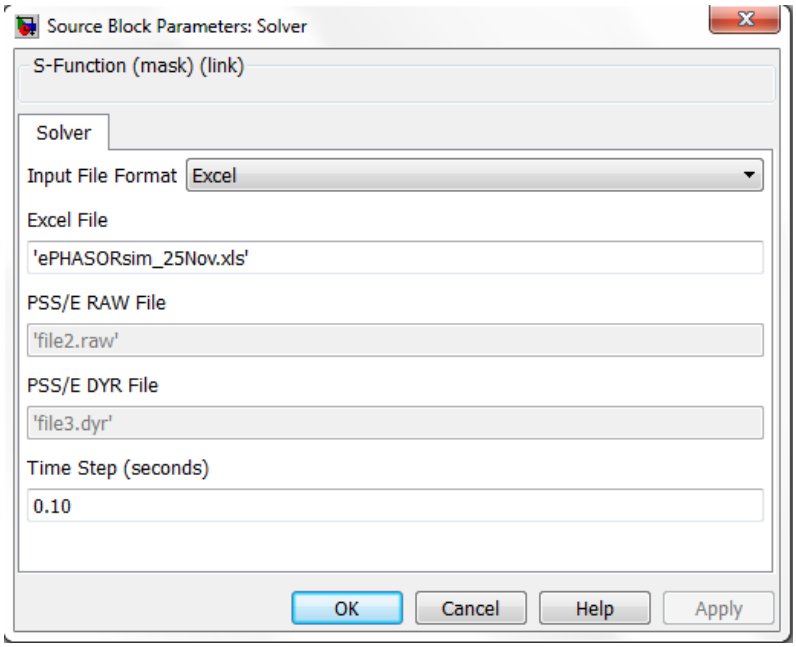
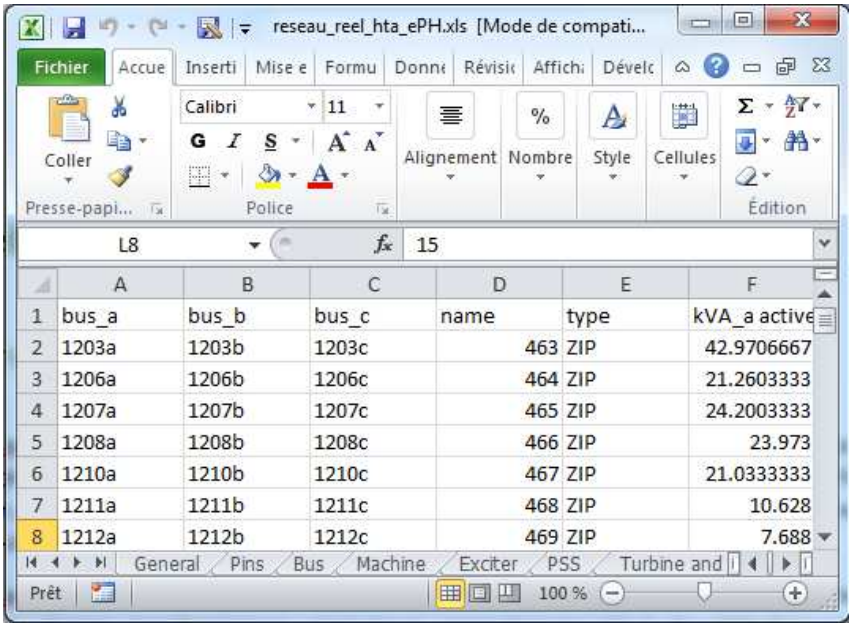


Figure 5.27 : Fenêtre de paramétrage de la S-Function.

ePHASORsim permet la simulation en temps réel de grands réseaux de puissance, en mode phaseur. Il permet la simulation de phénomènes de fréquence inférieure à 100 Hz. ePHASORsim est construit comme une *S-function* Matlab/Simulink. Dans Simulink, la modélisation se fait sous la forme d'un bloc qui présente des entrées (les paramètres de modélisation) et des sorties (les résultats de simulation). L'interface utilisateur principale est un classeur Excel où tous les éléments, leurs paramètres et conditions initiales sont définis. Ce fichier Excel, renseigné dans Simulink lors du paramétrage du bloc (Figure 5.27), est compilé pour créer un fichier *« .opal »*, qui permet l'exécution des calculs.

Les éléments du réseau (lignes, charges, transformateurs, etc…) et leurs caractéristiques sont listés dans des feuilles Excel (Figure 5.28). La première feuille *« General »,* donne des informations générales sur le réseau (nom, version de fichier, fréquence, puissance de base pour les calculs en p.u.). La seconde, *« Pins »*, permet de paramétrer les entrées et sorties du système. La feuille *« Bus »* donne une image du plan de tension du réseau, afin d'avoir des conditions initiales. Puis les feuilles suivantes reprennent les informations nécessaires à la modélisation du réseau, élément par élément : *« Machine »*, *« Exciter »*, *« Load »*, *« Line »*, *« Transformer »*, etc. Enfin, le classeur comporte, pour chaque élément, une feuille pour le cas d'un réseau de transport (modélisation d'une

seule phase, réseau équilibré), et une feuille pour le cas d'un réseau de distribution (modélisation des trois phases, possibilité de travailler sur un cas déséquilibré). L'ordre et le nom des feuilles est important et doit être respecté pour ne pas créer d'erreur de compilation.



	A	B	C	D	E	F
1	bus_a	bus_b	bus_c	name	type	kVA_a active
2	1203a	1203b	1203c	463	ZIP	42.9706667
3	1206a	1206b	1206c	464	ZIP	21.2603333
4	1207a	1207b	1207c	465	ZIP	24.2003333
5	1208a	1208b	1208c	466	ZIP	23.973
6	1210a	1210b	1210c	467	ZIP	21.0333333
7	1211a	1211b	1211c	468	ZIP	10.628
8	1212a	1212b	1212c	469	ZIP	7.688

Figure 5.28 : Aperçu du fichier Excel pour ePHASORsim.

5.3.5 Etude de faisabilité technique

5.3.5.1 Cas d'étude

Afin d'évaluer l'interaction entre la stratégie de supervision et le simulateur temps réel, le superviseur du service SRD4 est considéré. Ici, l'objectif est de valider le principe de supervision par simulation temps réel et l'influence de l'architecture de communication sur les références envoyées aux compteurs par des mesures expérimentales.

Dans ce cadre, seul le départ HTA présenté en première section est repris dans cette partie pour validation. Les autres départs ne seront pas intégrés. Un seul scénario est testé avec une forte consommation et une forte production éolienne. Les profils de production utilisés ont été adaptés à l'échelle du départ. Ces derniers sont présentés sur la Figure 5.29.

Le cas d'étude imaginé est le suivant :

- 6,8 MW de puissances éoliennes installées,
- 1365 kWc de PV répartis sur l'ensemble du départ,

- 150 VE (deux recharges/jours, domicile et travail).

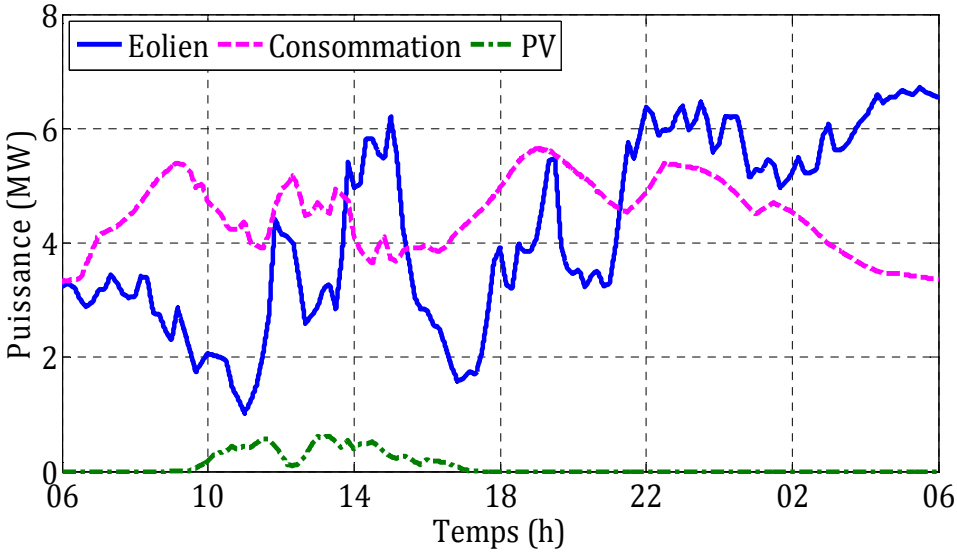


Figure 5.29 : Profils de production éolienne, photovoltaïque et de consommation électrique.

5.3.5.2 Résultats d'expérimentation - validation de la supervision en temps réel

Les résultats de la validation en temps réel sont donnés dans les figures ci-dessous. Ils représentent respectivement : la puissance mesurée au niveau du poste source, la consommation globale des charges, la tension au point le plus éloigné et les profils de charge des véhicules électriques. Les résultats présentés comparent à chaque fois le cas sans VE, VE sans puis avec supervision.

Comme nous pouvons le voir sur la Figure 5.30, la stratégie de supervision réagit parfaitement aux contraintes de fonctionnement en temps réel et permet idéalement de répondre aux objectifs prédéfinies à savoir : la maximisation de la recharge des VE pendant les périodes où le coût d'énergie est faible (heures creuses) et la coordination entre la recharge des VE et l'énergie éolienne produite. Cependant, comme l'expose la Figure 5.31, cette stratégie conduit à des pics de puissance au niveau du départ HTA ; parallèlement cela induit une chute de tension importante au point le plus éloigné. Ces effets négatifs de la supervision sont dus à la maximisation de la recharge des VE pendant une période où une forte demande et génération de la production éolienne apparaissent simultanément. De même, Il faut noter que dans cette version d'ePHASORsim, la fonction de réglage de tension par les prises du transformateur n'étant pas encore intégrée.

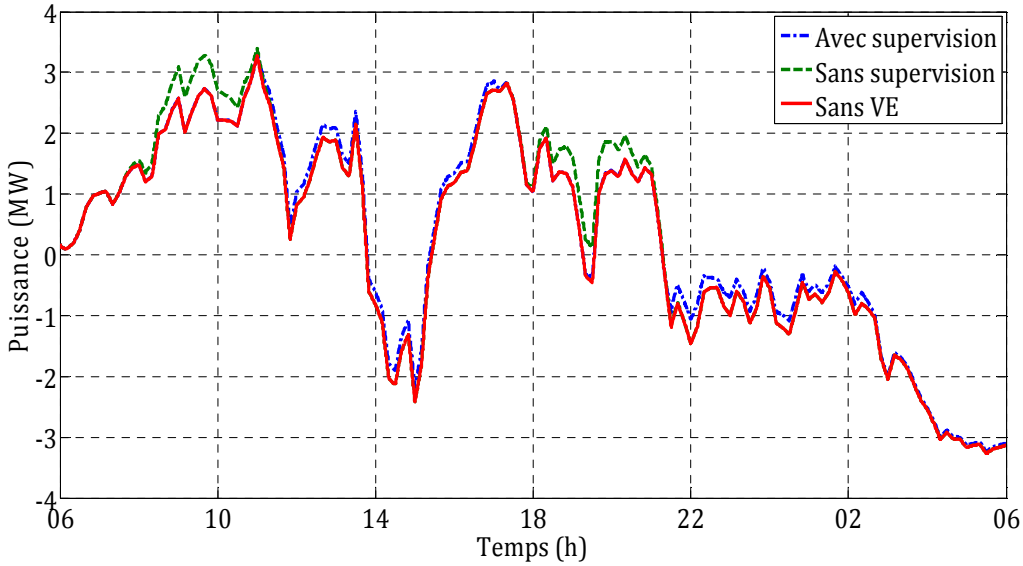


Figure 5.30 : Puissance au niveau du poste source : sans VE, VE avec et sans supervision.

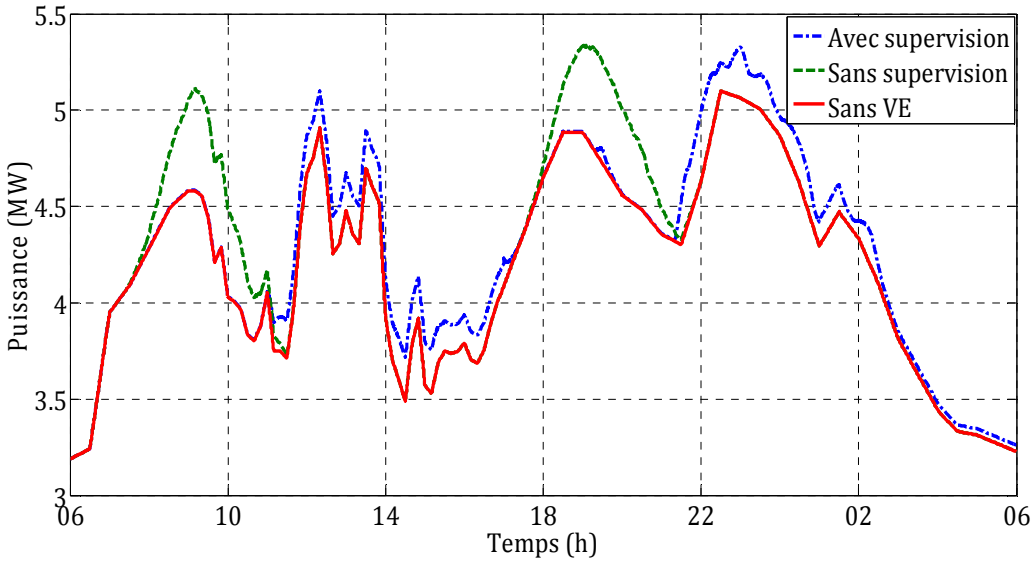


Figure 5.31 : Charge globale du départ : sans VE, VE avec et sans supervision.

Les commandes envoyées aux compteurs disponibles sur la plateforme pour la recharge des VE résultent du profil global affiché à la Figure 5.33. Une comparaison est établi entre le profil de charge sans et avec supervision. La répartition des références de puissance pour l'ensemble des VE est issue de la solution 1 présentée dans l'avant dernière section du chapitre 4.

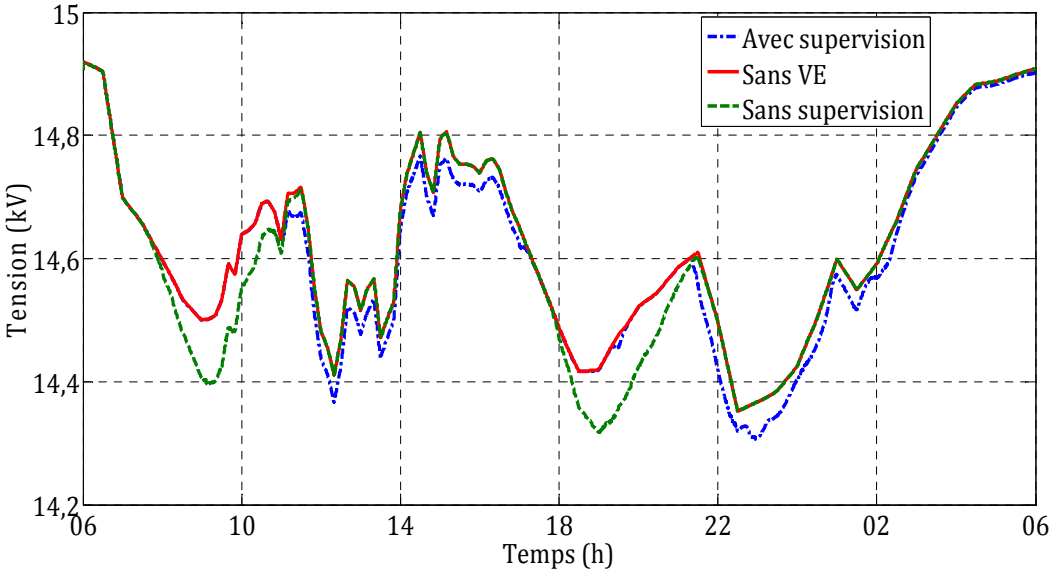


Figure 5.32 : Tension au point le plus éloigné : sans VE, VE avec et sans supervision.

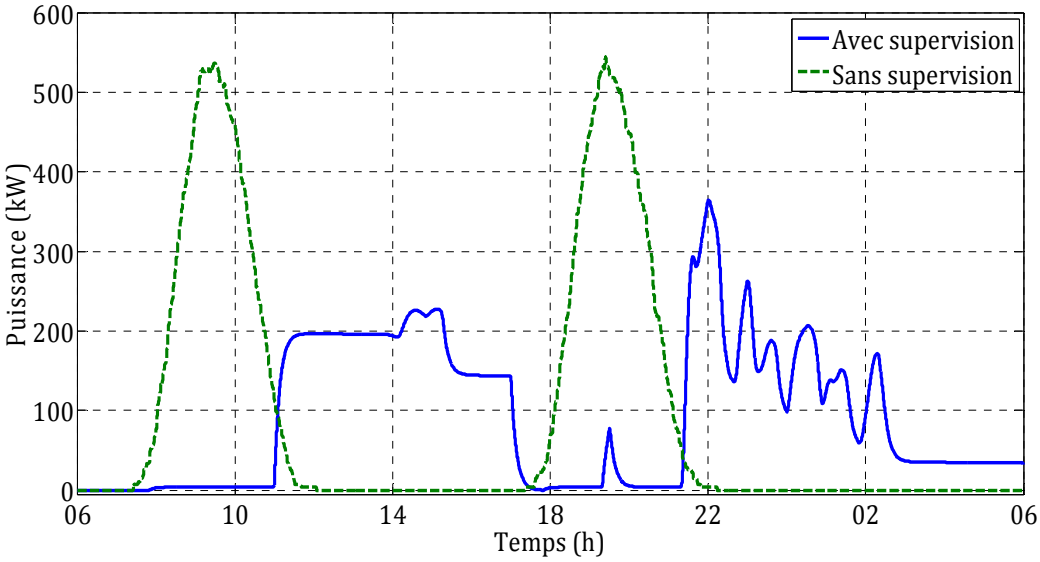


Figure 5.33 : Profils de charge de VE avec et sans supervision.

5.3.5.3 Résultats d'expérimentation - évaluation de la chaîne de communication

L'évaluation de la chaîne de communication consiste à valider et vérifier la cohésion entre les consignes envoyées depuis la supervision et les signaux reçus par les compteurs. Entre autre, nous pourrons parler de la performance télécoms qui peut être caractérisée par deux paramètres : la fiabilité et latence.

D'une part, la contrainte de latence représente le temps entre le moment où le signal est envoyé et le moment où il est réalisé et confirmé. Elle peut être définie comme forte, moyenne et faible :

- *Forte*, la consigne est effectuée dans un laps de temps très court (de l'ordre de la seconde).
- *Moyenne* : la consigne est effectuée dans les minutes qui suivent la demande.
- *Faible* : la consigne est effectuée dans les heures qui suivent la demande.

D'autre part, la contrainte de fiabilité correspond à la sensibilité des données transmises, à l'impact du service demandé sur la performance de la supervision et le niveau de gêne occasionnée à l'utilisateur concernant la réalisation ou non du service. Elle peut être qualifiée de :

- *Forte* : la consigne arrive bien au compteur, c.-à-d. aucune perturbation au niveau du message transmis.
- *Faible* : la consigne n'arrive pas au compteur et le service demandé ne sera pas réalisé.

Afin de quantifier la performance de l'architecture de communication proposée, les mesures des signaux effectifs sont nécessaires et leurs comparaisons avec les signaux de références vont permettre de tirer des conclusions à ce propos. Pour ce faire, les trois « contact-sec » des compteurs communicants sont connectés en parallèle et liés à une source de tension ; l'ensemble est ramené à la carte dSpace. La réception du signal pour chaque compteur implique une fermeture du contact-sec et donc une variation de tension se produit. Les données de mesures liées à cette variation sont enregistrées dans un PC. Le schéma de principe est représenté à la Figure 5.34 et les comparaisons des signaux pour les trois compteurs sont données respectivement aux figures « Figure 5.35, Figure 5.37 et Figure 5.38 ». Le signal envoyé au compteur communicant 3 est également représenté, même si aucune charge n'est alimentée par ce dernier. Afin de pouvoir visualiser le retard lié à la transmission du signal au compteur 1, un exemple de zoom est montré à la Figure 5.36. A cet égard, le Tableau 5.4 synthétise les temps de retards moyens constatés au niveau de chaque compteur. Ils correspondent au temps de retard enregistré pour chaque ordre de commande, que cela soit pour un début ou un arrêt de charge.

Tableau 5.4 : Synthèse des temps de retard des signaux de commande.

Temps de retard moyen (s)	Recharge travail	Recharge domicile
Compteur 1	135	220
Compteur 2	120	150
Compteur 3	190	240

A partir de ces premiers essais, il est démontré qu'en termes de fiabilité, le comportement du système de communication face à la transmission de l'information est efficace. Aucune absence du signal de commande n'a été constatée. Par ailleurs, la latence s'est avérée aléatoire et est qualifiée de moyenne voire forte. Les temps de réception, d'interprétation et de transmission de l'information sont de l'ordre de la minute. Ce délai résulte du comportement du réseau électrique et de la technologie CPL utilisée ainsi que du temps nécessaire pour le traitement logiciel du SI, du concentrateur et des compteurs.

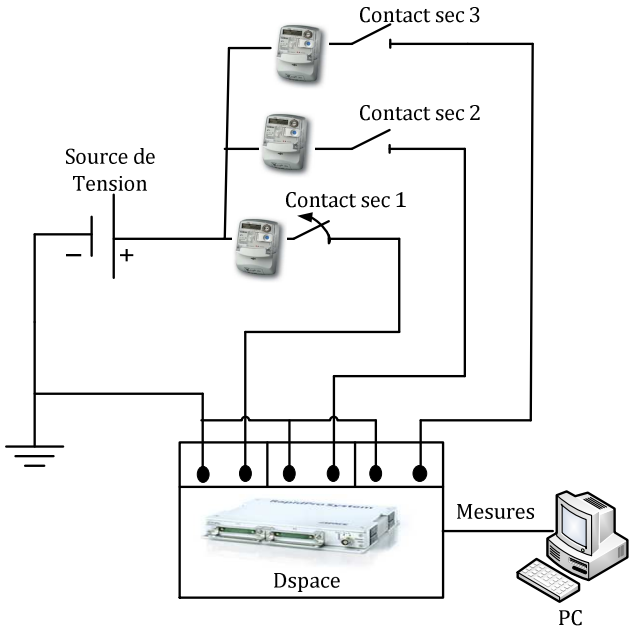


Figure 5.34 : Schéma de principe pour la mesure des signaux d'ordres de commande.

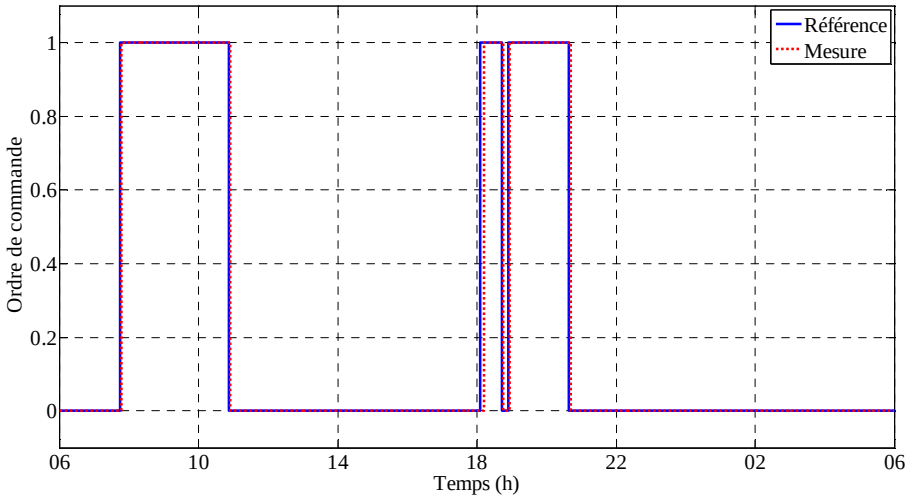


Figure 5.35 : Comparaison des signaux de commande pour le compteur 1.

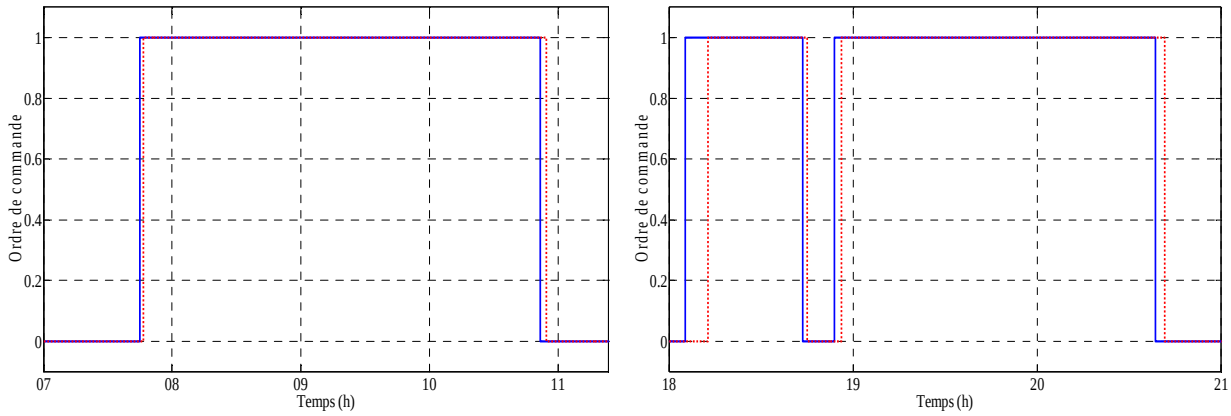


Figure 5.36 : Zoom sur les signaux de commande pour le compteur 1.

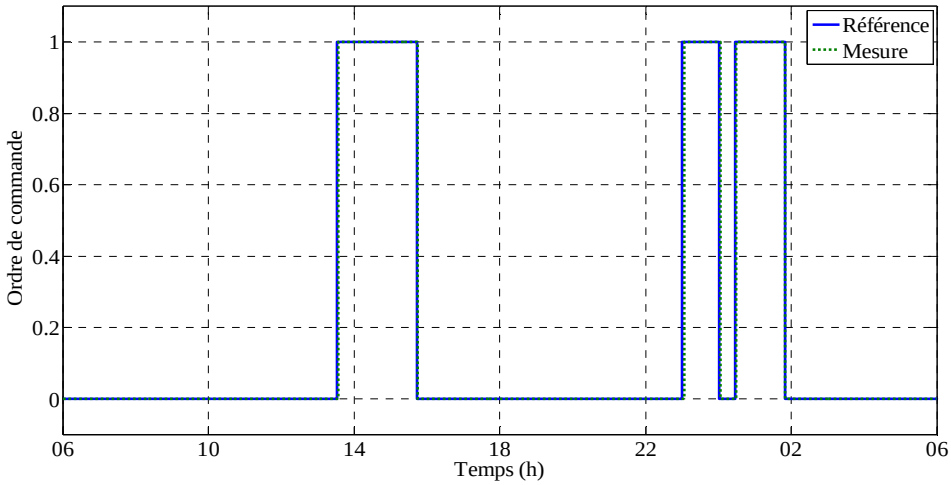


Figure 5.37 : Comparaison des signaux de commande pour le compteur 2.

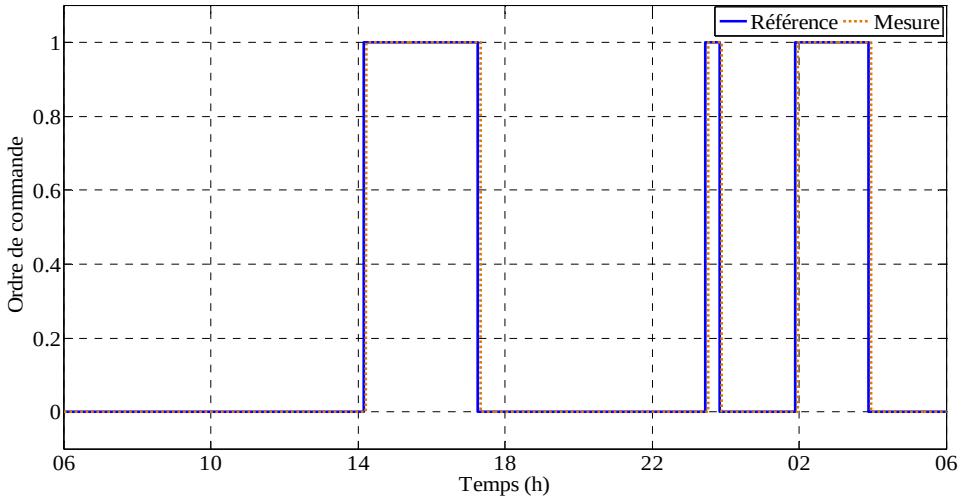


Figure 5.38 : Comparaison des signaux de commande pour le compteur 3.

5.3.5.4 Résultats d'expérimentation - comparaison des courbes de charge

La courbe de charge du compteur est constituée d'un relevé, à intervalles réguliers (30 minutes), de la consommation électrique de la borne. Plus le "pas de mesure" est faible, plus les mesures sont nombreuses et fines, permettant d'avoir des informations plus précises sur l'état de la consommation. Cependant, une courbe de charge avec un pas de 30 minutes permet notamment d'identifier la tendance de la consommation sur un intervalle de temps. Une représentation graphique est relatée à la Figure 5.39. Elle compare dans les deux cas, la courbe de charge mesurée par le compteur 1 et remontée par le concentrateur au SI, et celle enregistrée par la charge programmable avec un pas de mesure égale à une seconde. Sur le plan énergétique, la comparaison des mesures affichent une différence d'environ 10 %. Celle-ci est due en principe à la consommation de la borne et au rendement du chargeur non comptabilisée par la charge programmable. Néanmoins, des différences se manifestent au niveau des profils de puissance.

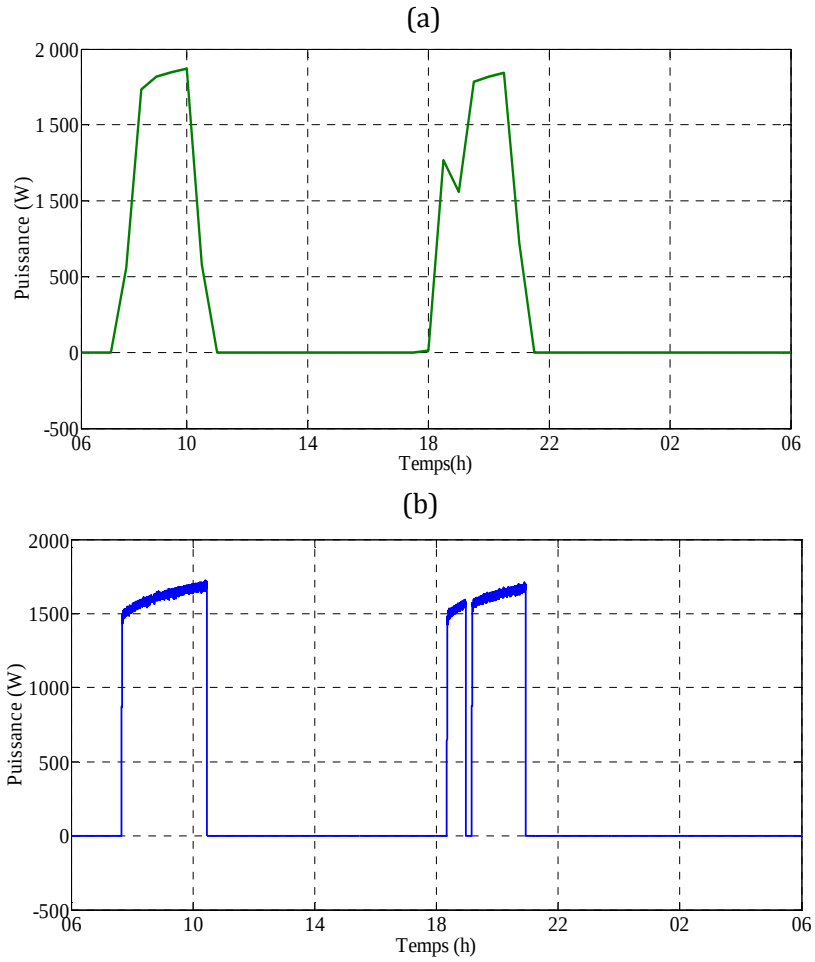


Figure 5.39 : Comparaison des courbes de charge mesurées par le « compteur 1 » (a) et la « charge programmable » (b).

5.3.6 Identification des temps de communications des éléments de la plateforme expérimentale

5.3.6.1 À échelle réduite

Il est à savoir que le principe général de fonctionnement d'une liaison télécoms (chaîne de transmission) suit le principe « émetteur => canal => récepteur », où :

- L'émetteur est l'entité qui transmet le flux de donnée.
- Le canal est le support de transmission du flux de donnée.
- Le récepteur est le destinataire de ce flux de donnée.

L'élément important de cette chaîne de transmission est le canal, car il impose les contraintes télécoms pour la communication et donc le choix des émetteurs et récepteurs à utiliser pour y transmettre les données. En l'occurrence, ici le canal comporte les liaisons/protocoles de communication TCP/IP, GRPS et CPL.

A cet égard, un algorithme intégrant une horloge temps réel dans Matlab/Simulink est proposé pour identifier les temps de communication propres à chaque élément du système (SI, concentrateur et compteurs). Cette démarche va permettre de déterminer le maillon faible de la chaîne de communication et ainsi de quantifier la performance du système en termes de latence et de fiabilité.

Le principe de l'estimation repose sur le calcul du cycle de vie des ordres de commande envoyés. D'après les messages affichés par le SI (Figure 5.40), l'ordre comporte 3 états :

- *En cours de traitement* : le SI traite et prépare le message pour envoie;
- *Envoyé* : la demande a été transmise au concentrateur;
- *Succès* ou *Echec* : l'ordre de commande a été réalisé et reçu par le compteur.

A partir de là, trois temps peuvent être estimés :

- *Temps global de communication* (T_4-T_0): représente la différence entre l'instant d'envoi de l'ordre de commande par le superviseur et l'instant de réception de la réponse finale par le SI.
- *Temps de traitement par le SI* (T_3-T_0): correspond au temps nécessaire pour le traitement SI et l'envoi de l'ordre de commande au concentrateur par GPRS. L'envoie de l'ordre par TCP/IP au SI est quasi-instantanée.
- *Temps de traitement par le concentrateur-compteur* (T_4-T_3): relatif au temps de traitement de l'information par le concentrateur, la transmission CPL et le renvoi de la réponse au SI.

2014-06-06 17:39:01	701067010004	puissance souscrite	En cours de traitement	4 000
2014-06-06 17:02:31	701067010005	relève ponctuelle	Succès	non applicable
2014-06-06 17:02:07	701068010004	relève ponctuelle	Succès	non applicable
2014-06-06 17:01:55	701068010004	changement de tarif	Succès	base

2014-06-06 17:39:01	701067010004	puissance souscrite	Envoyé	4 000
2014-06-06 17:02:31	701067010005	relève ponctuelle	Succès	non applicable
2014-06-06 17:02:07	701068010004	relève ponctuelle	Succès	non applicable
2014-06-06 17:01:55	701068010004	changement de tarif	Succès	base

2014-06-06 17:39:01	701067010004	puissance souscrite	Succès	4 000
2014-06-06 17:02:31	701067010005	relève ponctuelle	Succès	non applicable
2014-06-06 17:02:07	701068010004	relève ponctuelle	Succès	non applicable
2014-06-06 17:01:55	701068010004	changement de tarif	Succès	base

Figure 5.40 : Cycle de vie d'un ordre de commande.

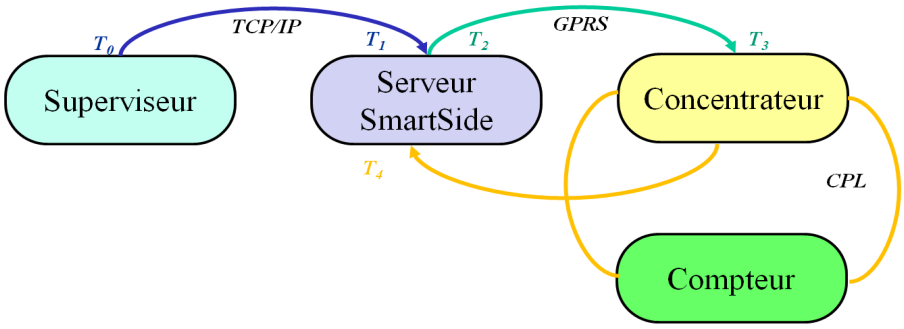


Figure 5.41 : Estimation des temps de communication.

En vue d'accroitre la certitude sur l'élément le plus influent sur la latence et la fiabilité de la transmission de l'information, plusieurs scénarios sont étudiés :

- Changement de la valeur du calendrier tarifaire pour seul compteur, puis pour trois compteurs en même temps.
- Changement de la valeur de puissance souscrite pour seul compteur, puis pour trois compteurs en même temps.

Pour chaque scénario, des ordres sont envoyés toutes les 10 minutes sur un intervalle de 12 heures, soit 72 essais par scénario. Les résultats de mesures sont exposés dans les figures « Figure 5.42 (un seul compteur) - Figure 5.43 (trois compteurs) ». Ils affichent simultanément les temps de communication relatifs au traitement SI et concentrateur-compteur pour les deux applications : changement de valeur de puissance souscrite et de calendrier tarifaire. Il ressort de ces essais que le temps nécessaire pour le traitement SI et l'envoi de l'ordre de commande au concentrateur (communication GPRS) est très variable ; il peut basculer de moins de 10 s à plus de 400 s. Il dépend

principalement du logiciel implémenté et le niveau de saturation du serveur. Etant donné que le SI utilisé héberge plusieurs compteurs pour différents clients/acteurs, il se peut que des actions externes puissent intervenir au moment des essais causant ainsi une baisse de réactivité du SI. En revanche, le temps nécessaire pour le traitement de l'information par le concentrateur, la communication CPL et le renvoi de la réponse au SI est pratiquement constant pour le même type d'ordre de commande. Il est de l'ordre de 28 s par compteur pour un changement de P_{sc} et de 67 s pour un changement de CT. Cette différence s'explique par la taille du message à transmettre : 300 octets pour une P_{sc} et 6000 octets pour un CT. Partant de ce constat, il est plus judicieux d'agir sur la charge des VE en procédant par un changement de P_{sc}. Pourtant, des pics ont été observés à certains moments de la journée. Ceux-là sont expliqués par une absence du signal GPRS au niveau du concentrateur. La cause principale de ce phénomène peut naitre d'une médiocrité de couverture des antennes de la zone où est abrité le concentrateur.

Tableau 5.5 : Synthèse des temps de communication pour un changement de CT.

	Traitement SI et transmission GPRS (s)				Traitement concentrateur et transmission CPL (s)			
	Min	Max	Moyen	Ecart-type	Min	Max	Moyen	Ecart-type
Un compteur	16	340	105	87	47	200	68	42
Trois compteurs	18	380	115	101	95	402	132	80

En outre, que cela soit pour un traitement SI ou une transmission GPRS, les valeurs nulles figurant sur les courbes ne révèlent pas des temps de communication quasi instantanés, mais des temps supérieurs à 10 minutes, dont les valeurs réelles n'ont pas pu être enregistrées. En résumé, pour illustrer la dispersion des grandeurs mesurées, les tableaux 5.4 et 5.5 exploitent les valeurs enregistrées pour établir un bilan sur les différents scénarios en déterminant les temps de communication minimaux, maximaux, moyens ainsi que les écarts types et ceci pour les différents maillons composant la chaîne de communication.

Tableau 5.6 : Synthèse des temps de communication pour un changement de P_{sc}.

	Traitement SI et transmission GPRS (s)				Traitement concentrateur et transmission CPL (s)			
	Min	Max	Moyen	Ecart-type	Min	Max	Moyen	Ecart-type
Un compteur	2	362	100	108	21	475	35	65
Trois compteurs	8	465	145	100	42	350	65	40

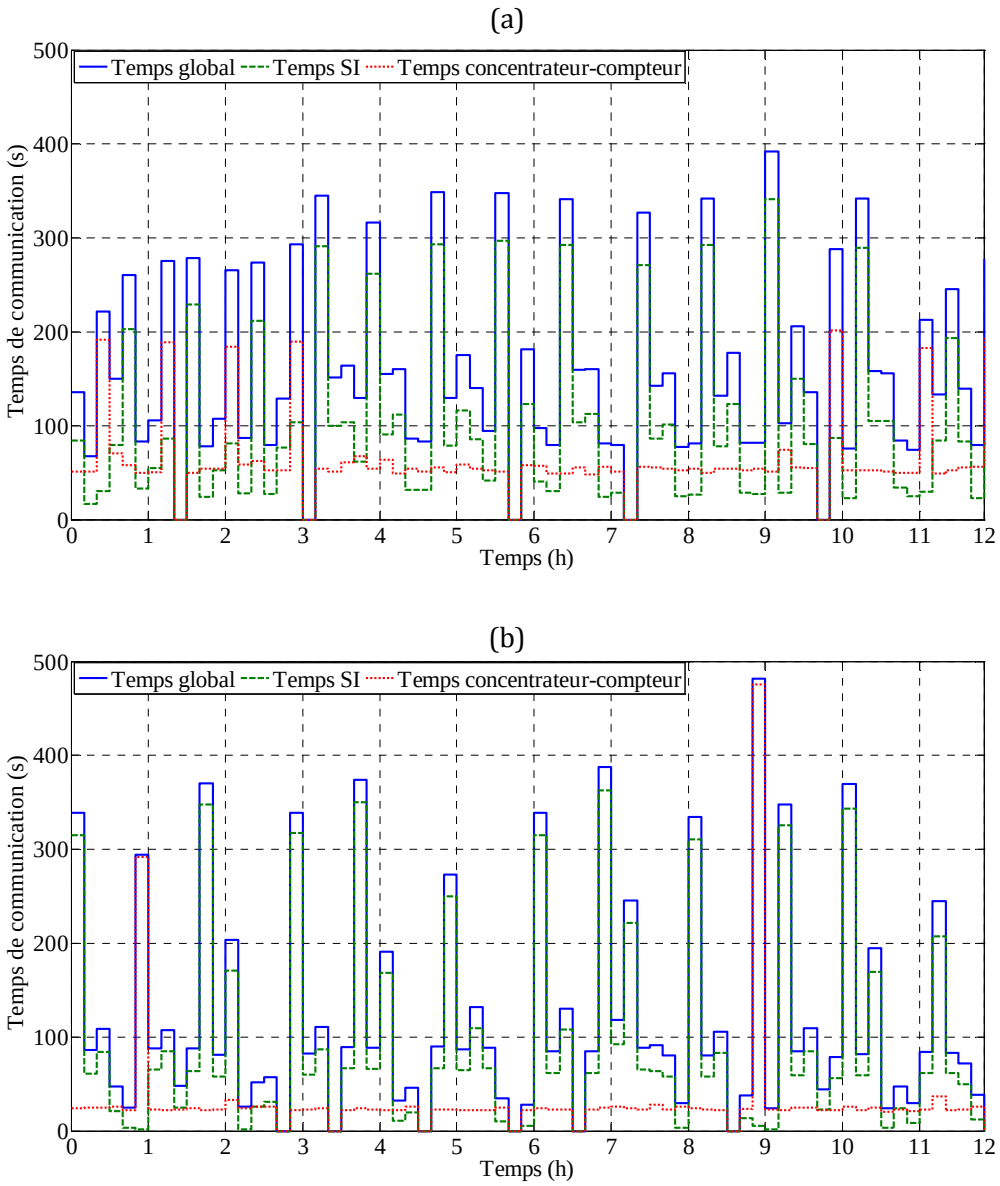


Figure 5.42 : Comparaison des temps de communication pour un seul compteur : changement de calendrier tarifaire (a) et de puissance souscrite (b).

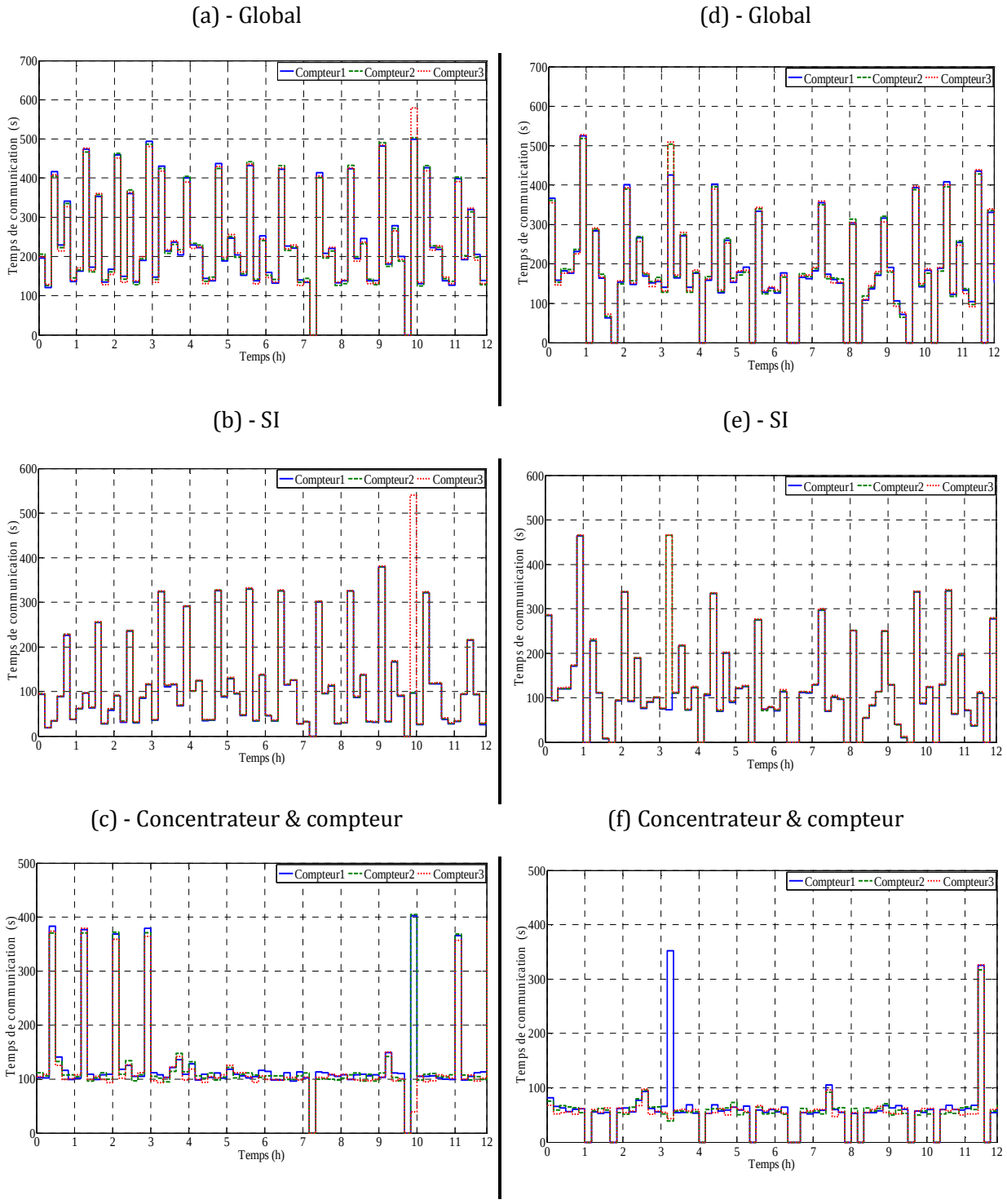


Figure 5.43 : Comparaison des temps de communication pour 3 compteurs : changement de calendrier tarifaire (a-c) et de puissance souscrite (d-f).

5.3.6.2 À échelle globale

Dans cette dernière partie, une extrapolation est réalisée en considérant un réseau plus large, c.-à-d. en démultipliant par simulation le nombre de compteurs et des bornes connectés. L'idée est de voir l'impact de la chaîne de communication sur le service à réaliser avant un déploiement terrain. L'estimation des temps de communications pour un nombre N de compteurs part du même principe illustré dans la partie 5.3.6.1 en apportant une légère modification au programme d'envoi d'ordres. Cette modification consiste à intégrer une boucle de répétition d'ordre de commande N fois. Dans cette application, le nombre de compteur fictif maximal considéré est de 30. L'évolution du nombre de compteur à tester est réalisée avec un pas de 3, ainsi 10 essais seront réalisés. Le temps de communication consommée sur la base de N compteurs par chaque élément de la chaîne est calculé à partir de l'instant où le premier ordre est envoyé au compteur 1 et l'instant où le N^{ème} ordre est interprété par le compteur 3. Les ordres sont envoyés de manière successive avec un espacement dans le temps inférieur à la seconde. En outre, compte tenu de l'aspect aléatoire des grandeurs mesurées, chaque test sera répété 10 fois. Ainsi, considéré comme le moyen optimal pour minimiser les temps de communication, seuls les ordres avec un changement de P_{sc} est réalisé dans cet exercice. Enfin, le principe général d'extrapolation est schématisé à la Figure 5.44.

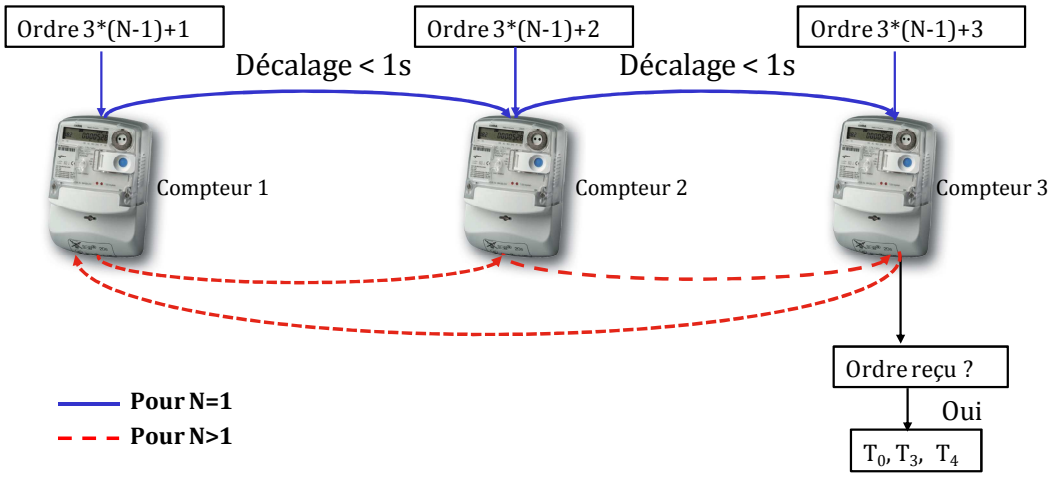


Figure 5.44 : Principe d'extrapolation pour N compteurs.

Les résultats des expérimentations menées sont exposés à la Figure 5.45. Pour chaque configuration de compteurs (3, 6, 9, … 30), une moyenne est établie sur la base des 10 essais effectués.

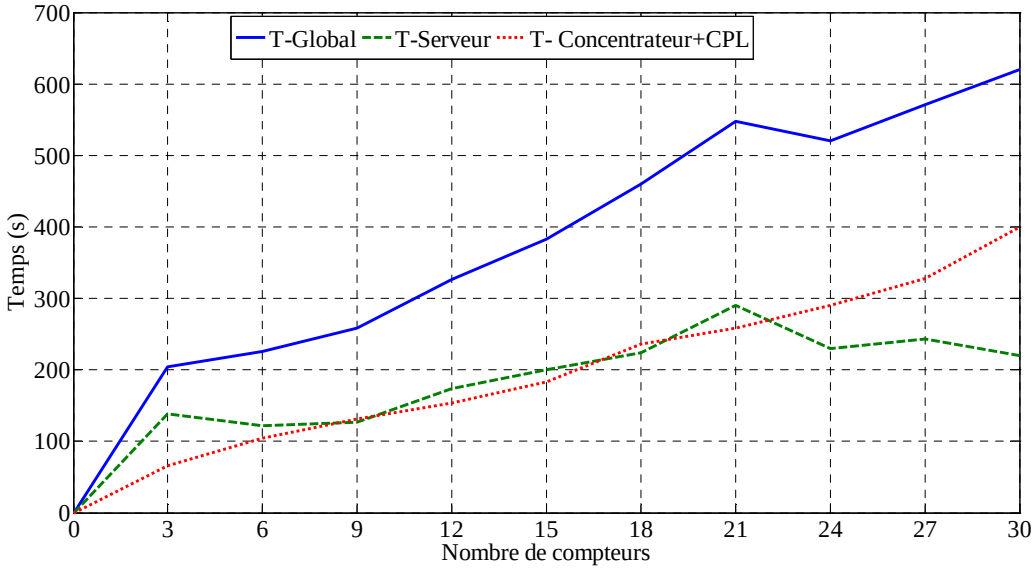


Figure 5.45 : Temps de communication en fonction du nombre N de compteurs.

Dans un premier temps, il ressort de ces essais que le temps de traitement SI et de renvoi par GPRS est diminué. La réponse à ce constat s'explique par la mise à jour du logiciel du SI par la société SmartSide qui a permis d'apporter un gain remarquable sur le temps de communication.

Par ailleurs, comme l'affiche la courbe d'évolution du temps de traitement SI, des incohérences subsistent continuellement (les cas 3 et 21 compteurs). Hormis ce fait, Il est désormais possible pour le SI de traiter des demandes en un temps moyen de 16 s par compteur.

En revanche, le temps de traitement concentrateur et de transmission CPL demeure quasi-proportionnel au nombre de compteurs à interroger, il est estimé en moyenne à 14 s par compteur. Comparé aux résultats présentés dans 5.3.6.1, ce temps a été quasiment réduit de 50% par rapport à la valeur précédente. Cela peut s'expliquer par une diminution de la fréquence d'absence du signal GPRS.

Enfin, la moyenne du temps de communication global, en partant de la supervision jusqu'à la confirmation de l'exécution de l'ordre est estimé à 30 s avec un écart type de 14 s. L'importance de la valeur de l'écart type pour le temps de communication global est majoritairement influencée par les mesures du temps de communication SI affichant une importante dispersion.

5.4 Conclusions du cinquième chapitre

La première section a fait l'objet de développement d'une interface de co-simulation entre Matlab et PowerFactory. Celle-ci a permis de tester et de valider l'impact et l'apport de l'ensemble des stratégies de supervision sur un réseau de distribution réel. Les simulations numériques ont donné des résultats encourageants quant à la minimisation des pics de puissance, la réduction des surcharges de lignes et l'amélioration de la qualité des plans tensions. Seuls les résultats du service SRT2 affectent majoritairement le comportement du réseau. Quant au service SRD4, la dégradation du plan de tension se manifeste uniquement lors d'une présence simultanée du refoulement éolien et d'une forte consommation sur le départ HTA.

Ensuite, la seconde section s'est attachée au développement d'une plateforme expérimentale pour des essais temps réel. La mise en place du matériel nécessaire a permis d'une part, de valider la performance de la supervision dans un environnement nécessitant des temps de calculs assez court (~1s), et d'autre part de tester l'interaction entre les consignes de la supervision et les temps de réponse du système de communication déployé.
Dans un premier temps, il a été démontré que pour assurer la communication entre tous les éléments, en vue du pilotage des VE, une interface de communication Java était nécessaire pour compléter la boucle. Les différentes étapes de construction de cette interface liant la supervision au SI ont été énoncées. Le principe d'interfaçage a été exposé dans les deux cas de figures : pour un changement de calendrier tarifaire et de puissance souscrite.
Par la suite, cette connexion entre les composants matériels et logiciels a permis de démontré la faisabilité réelle d'une telle architecture de gestion intelligente de la charge des VE.

En effet, les premiers essais réalisés à échelle réduite au niveau de la plateforme ont révélé d'une part que le temps de communication était principalement imputé aux traitements logiciels et ont affiché d'autre part une instabilité dans les temps d'exécution des ordres de commande. Cet aspect aléatoire était le résultat d'une présence ponctuelle de saturation au niveau du SI et d'une absence à répétition du signal GPRS.

Etant donné que les technologies GPRS et CPL utilisées permettent d'offrir des débits suffisants pour répondre aux besoins de la supervision, la mise à jour des logiciels peut toutefois apporter un gain considérable sur le temps de communication. A titre de comparaison, le temps moyen global de communication pour 3 compteurs après la mise à jour du logiciel du SI SmartSide est passé de 210 s à 90 s, soit un gain de 57%. Ainsi comme l'a affiché la Figure 5.45 , l'envoie de 30 ordres simultanément à 30 compteurs s'accomplie dans un intervalle de 10 minutes.

Au final, lors d'un déploiement terrain il est indispensable d'évaluer la zone de couverture des antennes afin d'assurer une meilleure fiabilité de l'architecture AMM, puisque les zones limitées en termes de qualité de réception vont engendrer une

communication ralentie entre le système de supervision et le concentrateur. Concernant la communication CPL entre le concentrateur et les compteurs, elle s'est faite globalement sans problème. Toutefois des difficultés de communication auraient pu être observées si la distance entre le concentrateur et les compteurs était importante et accompagnée d'une variation continue des impédances des clients connectés au réseau (BTA).

En conclusion, les résultats présentés dans cette seconde section restent relatifs aux conditions de réalisation des essais au laboratoire (logiciels SI & concentrateur, fiabilité signal GPRS, topologie du réseau BTA, etc.) et peuvent différés dans un réseau réel.

Conclusions et Perspectives Générales

Ce travail de recherche s'est inscrit dans le cadre d'un contrat de doctorat CIFRE avec l'entreprise SEOLIS et le Laboratoire L2EP de Lille. L'objectif principal a été de fournir des éléments de réponse et de réflexion relatifs à l'influence de l'insertion des VE/VHR dans les réseaux de distribution ainsi qu'aux apports technico-économiques liés à leur pilotage.

La première partie du rapport, a introduit les principales évolutions réglementaires et technologiques de l'organisation du système électrique, très marqué par l'ouverture du marché de l'électricité et les politiques de développement des EnR et de popularisation des VE/VHR. Ce premier chapitre était essentiel à la compréhension des problématiques abordées et à la justification des travaux présentés dans ce manuscrit.

Dans ce cadre, le second chapitre a fait l'objet de développement de méthodologies d'évaluation de l'impact des VE/VHR sur les capacités d'accueil des réseaux électriques de distribution. Les simulations réalisées sur les réseaux de distribution gérés par GEREDIS dans les Deux-Sèvres, ont démontré que l'impact des VE/VHR était en corrélation avec leur déploiement. Il est ressorti des différentes analyses, que quel que soit la stratégie de recharge requise (Plug and Play/Incitation Tarifaire), à l'horizon 2030, l'intégration des VE entrainerait une majoration des coûts d'investissement estimée à plus de 30 M€.

Ces conclusions ont mené les travaux de recherche à prospecter les qualités potentielles du pilotage de la charge pour un fonctionnement intègre du système électrique. A cet égard, le chapitre 3 a proposé une matrice de services destinée à différents acteurs du système électrique. Celle-ci a été construite tout en imaginant une architecture opérationnelle du réseau « smart grid ». Elle a présenté de façon explicite les apports techniques et les mécanismes de valorisation du pilotage de la charge pour les différents acteurs porteurs de cette entité. A travers cette introspection, des services prometteurs à caractère économique se sont révélés pour le GRD et le fournisseur. La priorisation des services SRD4 (optimisation des coûts d'acheminement d'énergie), SFO (optimisation des coûts d'achats d'énergie) et SRT2 (participation au mécanisme d'ajustement (MA)) s'est distinguée par sa valeur élevée contribuant à la rentabilisation de l'infrastructure de gestion à déployer. Ainsi, suivant cette sélection de services, des scénarios et des cas d'étude se sont dessinés au fil de ce mémoire.

Par la suite, le chapitre 4 a donné lieu au développement méthodologique des stratégies de supervision moyennant des systèmes optimisés de prise de décision à base de règles booléennes et floues. Ce développement structuré consiste dans un premier temps à

la définition du cahier des charges du système énergétique nécessaire à l'élaboration de la structure du superviseur. Ensuite, une approche graphique exposée sous forme de graphes fonctionnels est introduite afin de déterminer les différents modes de fonctionnement et d'identifier les paramètres du superviseur (fonctions d'appartenances et gains). L'extraction des règles pertinentes du superviseur s'est faite à l'aide de graphes opérationnels. Enfin, une étape d'optimisation est associée au développement permettant un réglage optimal des paramètres influents.

Cette approche empirique adaptée à la gestion des systèmes complexes dont certaines grandeurs présentent un caractère aléatoire (consommation, production renouvelable, prix du marché, etc.) a été appliquée à l'ensemble des services SRD4 et SFO. Partant des contraintes imposées par le MA, l'étude du service SRT2 a fait l'objet d'un développement spécifique.

L'application de ces outils a illustré l'utilité de la gestion de la charge des VE/VHR dans la réduction des factures énergétiques des GRD et des fournisseurs ainsi qu'à la valorisation financière des offres d'effacement sur le MA. De plus, l'étude portée sur la mutualisation a révélé un fort couplage entre les différents services, générant ainsi un maximum de profits.

Au regard des aspects environnementaux, la gestion de la charge suivant le principe de mutualisation a permis simultanément de minimiser de 14% les émissions CO_2 générées par les VE et de porter le taux de coordination VE-éolien à plus de 10%.

En termes de perspectives de rentabilité, et selon le pourcentage de rémunération dédié aux utilisateurs VE, cette configuration a donné la possibilité d'amortir le coût d'investissement dans un délai compris entre 4 et 9 ans.

Dans la phase finale de ce travail, les interactions entre les algorithmes de supervision et les réseaux de distribution ont été étudiées. La première partie du chapitre 5 a été consacrée à l'aspect de co-simulation. Celle-ci a été employée en vue d'évaluer les contraintes techniques sur les réseaux de distribution. Les résultats de simulation ont démontré que dans la majorité des cas, la participation aux services SRD4/SFO/SRT2 permettait de minimiser les pics de puissance, de soulager les lignes en surcharge et d'améliorer la tenue des plans tensions.

Ensuite, la seconde partie a consisté en une implantation sur un banc d'essai d'un réseau de compteurs communicants associés à des bornes de recharge et des émulateurs de batteries, et interfacé avec un simulateur temps réel. L'architecture proposée a permis de valider les principes de supervision temps réel et d'étudier le comportement de la chaîne de communication. Principalement, les validations expérimentales ont mis en évidence les temps de communication alloués à chaque dispositif : système d'information, concentrateur et compteurs. Elles ont notamment permis de dissocier les temps de transmission GPRS/CPL et de traitement logiciels. Au final, les résultats ont amené à conclure que la performance de la chaîne de communication est corrélée aux traitements logiciels. Le temps

moyen de transmission d'un ordre depuis la supervision jusqu'au compteur a été estimé de l'ordre de la minute. Ce dernier demeure proportionnel au nombre de compteurs à interroger.

Bien que ce travail clôture l'activité de recherche menée dans le cadre du projet VERDI, plusieurs pistes peuvent encore être explorées.

La première concerne l'étude de l'impact de la connexion des VE/VHR sur la qualité de l'énergie. Une analyse harmonique des flux de puissance pourrait être ainsi envisagée en vue de déterminer les solutions matérielles à mettre en place et de quantifier leurs impacts sur les plans d'investissements des gestionnaires de réseaux de distribution.

Ensuite, à long terme, avec la montée en puissance des performances de batteries, le VE ne sera plus considéré comme une simple charge, mais aussi comme une source d'énergie, à l'image d'un stockage distribué. Dans ces conditions, les avantages potentiels des VE seront encore plus importants. Dans cette perspective, les algorithmes de supervision proposés pourront être réajustés afin de permettre une action bidirectionnelle du superviseur, octroyant la possibilité de renvoyer de l'énergie aux moments de la pointe (prix d'achat et d'acheminement élevés). Ce principe d'action devrait permettre de générer des bénéfices supplémentaires réduisant ainsi les délais d'amortissements des coûts de l'infrastructure déployée.

Etant donné que ce concept V2G impose un régime de fonctionnement agressif pour les batteries pouvant les amener à un vieillissement prématuré, les acteurs devront proposés à cet égard, de nouveaux mécanismes de rémunération aux utilisateurs VE. La définition de nouveaux contrats de fournitures devrait faire l'objet d'une étude plus approfondie.

Par ailleurs, l'étude de l'effet des algorithmes de supervision sur le comportement des réseaux de distribution a démontré que dans certains cas (SRD4 - forte consommation, forte production éolienne) le principe de coordination VE-éolien pourrait amener le réseau à une situation de pointe provoquant ainsi une dégradation du plan de tension. Ce phénomène est apparu également lors des phases de reprise de charge des VE après la fin des périodes d'ajustement. A terme, il serait indispensable d'intégrer la mesure de tension du point le plus critique dans le développement de superviseur afin de réduire l'occurrence de telles situations.

D'autre part, le problème des retards des temps de transmission des ordres pourrait être plus important lors d'une application à échelle réelle des principes de supervision. A cet effet, la mise au point des stratégies de prévision de charges/productions à court-terme pourraient constituer une fonction complémentaire du système de supervision. La planification des plans de charge des VE en J-1 pour le jour J va permettre ainsi d'anticiper

les risques d'avarie des systèmes de communication. Par conséquent, la constitution des ordres de charges des VE devraient faire appel à des outils d'optimisation explicites. Le système de supervision « temps réel » devrait rester opérationnel en vue de corriger la réponse prédite en cas d'écart significatif entre la mesure et la prédiction des éléments mis en jeu.

Concernant les expérimentations, elles se sont déroulées dans un environnement propice à la transmission du signal CPL, dissimulant ainsi tout phénomène d'atténuation de ce dernier. Les travaux menés par [141], ont confirmé une fois de plus, que la longueur seule des câbles n'avait pas d'influence considérable sur la fiabilité de transmission CPL. En revanche, l'atténuation était principalement engendrée par la désadaptation de l'impédance des clients avec celles des câbles, entre autre, elle est liée à la topologie du réseau électrique. Généralement, cette configuration réelle du réseau crée un canal avec un phénomène de multi-trajets provoquant ainsi des évanouissements en fréquence du signal transmis.

Il serait ainsi plus judicieux dans les futures expérimentations, d'intégrer un modèle dynamique qui prend en compte le comportement en hautes fréquences (HF) du réseau de distribution. Une solution matérielle telle qu'un générateur de signaux HF pourrait être utilisé en vue d'injecter des bruits blancs, à bandes étroites ou encore impulsionnels. Un analyseur de spectre HF ou d'impédance pourrait être également ajouté afin de visualiser le comportement fréquentiel du réseau. Les résultats obtenus à ce propos, vont permettre de dégager de nouvelles pistes de recherches et développements.

Bibliographie

[1] G. M. A. Delille, "Contribution du Stockage à la Gestion Avancée des Systèmes Électriques: approches Organisationnelles et Technico-économiques dans les Réseaux de Distribution," Thèse, Ecole Centrale de Lille, L2EP, 2010.

[2] RTE, "Bilan Electrique 2013," 2013. [Online]. Available: http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/Bilan_electrique/bilan_electrique_2013.PDF.

[3] EDF, "Un parc de production diversifié pour répondre à la demande d'électricité," 2014. [Online]. Available: http://energie.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/En_Direct_Centrales/Hydraulique/Commun/documents/Note%20mix%20energetique%202013.pdf.

[4] Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, "La production d'électricité en France et l'effacement," 2014. [Online]. Available: http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/15_-_La_production_d_electricite_en_France_et_l_effacement.pdf.

[5] RTE, "Réseau de Transport de l'Électricité, 2014," 2014. [Online]. Available: http://www.rte-france.com/fr/. [Accessed: 12-Nov-2014].

[6] Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, "Les réseaux de transport et de distribution électricité," 2014. [Online]. Available: http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/16_-_Les_reseaux_de_transport_et_de_distribution_electricite.pdf.

[7] P. Bornard, M. Pavard, and G. Testud, "Reseaux d'interconnexion et de transport : réglages et stabilité," *Tech. Ing. Génie Électr.*, no. D4 092, 2005.

[8] P. Bornard, "Conduite d'un système de production-transport," *Tech. Ing. Génie Électr.*, no. D4 080, 2000.

[9] CRE, "Commission de Régulation de l'Energie, 2014," 2014. [Online]. Available: http://www.cre.fr/. [Accessed: 05-Jun-2014].

[10] Connaissance des Energies, 2014. [Online]. Available: http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/bourse-de-l-electricite-marche-europeen.

[11] Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, "L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)," 2014. [Online]. Available: http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-prix-de-l-ARENH.html.

[12] Legifrance, "Nouvelle organisation du marché de l'électricité," 2014. [Online]. Available: http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023174854&categorieLien=id#JORFARTI000023174880.

[13] RTE, "Marché de l'électricité," 2014. [Online]. Available: http://www.rte-france.com/fr/actualites-dossiers/a-la-une/rte-consulte-pendant-6-semaines-les-acteurs-du-marche-de-l-electricite-sur-son-projet-de-regles-du-mecanisme-de-capacite. [Accessed: 06-Jun-2014].

[14] ERDF, "Tarif d'Utilisation du Réseau Public de Distribution d'Electricité, TURPE 4," 2013. [Online]. Available: http://www.erdf.fr/medias/Institutionnel/TURPE_4_Plaquette.pdf. [Accessed: 27-Aug-2013].

[15] CRE, "Loi Nome," 2014. [Online]. Available: http://www.cre.fr/glossaire/loi-nome.

[16] A. Doulet, "Réseaux de distribution: Introduction," *Tech. Ing. Génie Électr.*, vol. 8, no. D4 200, pp. D4200–1, 2001.

[17] A. Doulet, "Réseaux de Distribution D'Electricité," *Tech. Ing. Génie Électr.*, vol. 2, no. D4 200, 2010.

Bibliographie

[18] ERDF, "Description physique du réseau publique, 2008," 2008. [Online]. Available: www.erdfdistribution.fr.

[19] Electricité de Strasbourg Réseaux, "Description physique du Réseau Public de Distribution (RPD) d'électricité," 2014. [Online]. Available: http://www.es-reseaux.fr/Documentation/documentation-technique-de-reference#21.

[20] J.-L. FRAISSE and J.-P. HORSON, "Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution (Aspects techniques)," *Tech. Ing. Génie Électr.*, no. D4 241, 2010.

[21] ERDF, "ERDF-SmartGrid," 2014. [Online]. Available: http://erdf.fr/ERDF_Smartgrid.

[22] A. Doulet, "Comptage d'électricité - Présentation générale," *Tech. Ing.*, no. D4 950, 2011.

[23] Connaissance des Energies, "Hydroélectricité," 2014. [Online]. Available: http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/hydroelectricite.

[24] Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, "Tableau de bord éolien-photovoltaïque, 2012," 2012. [Online]. Available: http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/.

[25] planetoscope, "Energie Eolienne," 2014. [Online]. Available: http://www.planetoscope.com/energie/eolienne.

[26] planetoscope, "Energie Solaire," 2014. [Online]. Available: http://www.planetoscope.com/energie/solaire.

[27] Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, "Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale, 2008," Nov-2008. [Online]. Available: http://www.developpement-durable.gouv.fr/-Energie-eolienne,3735-.html#_ftnref2.

[28] Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, "Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité, 2009," 2009. [Online]. Available: http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/ppi_elec_2009.pdf.

[29] H. Bayem, "Apport des méthodes probabilistes aux études d'intégration des énergies renouvelables aux systèmes électriques," Thèse, Université Paris Sud-Paris XI, 2009.

[30] V. Courtecuisse, "Supervision d'une centrale multi-sources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique," Thèse, Arts et Métiers ParisTech, Lille, L2EP, 2008.

[31] A. Davigny, "Participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie," Thèse, Université des Sciences et Technologies de Lille, L2EP, 2007.

[32] Energia, "Energia," 2014. [Online]. Available: http://energeia.voila.net/.

[33] G. RAMI, "Contrôle de Tension Auto Adaptatif pour des Productions Décentralisées d'Energie Connectées au Réseau Electrique de Distribution," Thèse, Institut National Polytechnique de Grenoble, G2ELAB, 2007.

[34] A. Teninge, "Participation aux services système de parcs éoliens mixtes: application en milieu insulaire," Thèse, Institut National Polytechnique de Grenoble, G2ELAB, 2009.

[35] L. Negre, "Livre Vert sur les infrastructures de recharge ouvertes au public pour les véhicules «décarbonés»," 2011. [Online]. Available: http://www.imedd-group.com/livre_vert_vehicules_decarbones_net.pdf. [Accessed: 24-Jun-2014].

[36] L. Boulon, "Modélisation multiphysique des éléments de stockage et de conversion d'énergie pour les véhicules électriques hybrides. Approche systémique pour la gestion d'énergie," Thèse, Université de Franche-Comté, 2009.

[37] W. LHOMME, "Gestion d'Énergie de Véhicules Électriques Hybrides basée sur la Représentation Énergétique Macroscopique," Thèse, Université des Sciences et Technologies de Lille, L2EP, 2007.

[38] A. Nouh, "Contribution au développement d'un simulateur pour les véhicules électriques routiers," Thèse, Université de Technologie de Belfort (UTBM), 2008.

Bibliographie

[39] H. TURKER, "Véhicules Electriques Hybrides Rechargeables : Evaluation des Impacts sur le Réseau Electrique et Stratégies Optimales de Recharge," Thèse, Laboratoire de Génie´Electrique de Grenoble, G2ELAB, 2012.

[40] 2014 futura-sciences, "futura-sciences," 2014. [Online]. Available: http://www.futura-sciences.com/magazines/environnement/infos/dico/d/energie-renouvelable-voiture-hybride-7282/.

[41] T. Laeser and S. Laveissière, "Les recherches du CEA sur les batteries pour véhicules électriques," 2010.

[42] H. Gualous, R. Gallay, and A. Berthon, "Utilisation des supercondensateurs pour le stockage de l'énergie embarquée : applications transport," *Rev. Electr. Electron.*, no. 8, pp. 83–90, 2004.

[43] S. Depoorter and P.-M. Assimon, "Les véhicules électriques en perspective. Analyse coûts-avantages et demande potentielle," 2011. [Online]. Available: http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/ED41.pdf. [Accessed: 07-Sep-2014].

[44] L. Negre and S. des Alpes-Maritimes, "Livre Vert sur les infrastructures de recharge ouvertes au public pour les véhicules «décarbonés»," *Maitrise D'ouvrage Par Jean-Louis LEGRAND Coord. Interminist. Véhicules «décarbonés» Doc. Franccaise*, 2011.

[45] R. Garcia-Valle and J. Peças Lopes, *Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*, Springer. 2013.

[46] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen, "The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 371–380, Feb. 2010.

[47] C. Farkas, K. I. Szabó, and L. Prikler, "Impact assessment of electric vehicle charging on a LV distribution system," in *Energetics (IYCE), Proceedings of the 2011 3rd International Youth Conference on*, 2011, pp. 1–8.

[48] G. A. Putrus, P. Suwanapingkarl, D. Johnston, E. C. Bentley, and M. Narayana, "Impact of electric vehicles on power distribution networks," in *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2009. VPPC'09. IEEE*, 2009, pp. 827–831.

[49] M. Rousselle, "Impact of the electric vehicle on the electric system," RTE, KTH Royal Institute of Technology, 2009.

[50] L. Trovão and H. M. Jorge, "Power demand impacts of the charging of Electric Vehicles on the power distribution network in a residential area," in *Energetics (IYCE), Proceedings of the 2011 3rd International Youth Conference on*, 2011, pp. 1–6.

[51] Z. Zhang, H.-D. Chiang, and T. Wang, "Harmonic analysis of power system with wind generations and plug-in electric vehicles," in *Electrical Power & Energy Conference (EPEC), 2013 IEEE*, 2013, pp. 1–6.

[52] M. A. Masoum, S. Deilami, and S. Islam, "Mitigation of harmonics in smart grids with high penetration of plug-in electric vehicles," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010, pp. 1–6.

[53] V. MURIN, D. OSSO, H. BOUIA, C. BATHANY, J. MAIRE, and M. SARR, "Prospective study on the impact of electrical vehicles on the winter load peak in a village of East of France," presented at the CIGRE, 2010, 2010.

[54] P. Grahn, J. Rosenlind, P. Hilber, K. Alvehag, and L. Soder, "A method for evaluating the impact of electric vehicle charging on transformer hotspot temperature," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on*, 2011, pp. 1–8.

[55] A. D. Hilshey, P. D. H. Hines, P. Rezaei, and J. R. Dowds, "Estimating the Impact of Electric Vehicle Smart Charging on Distribution Transformer Aging," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 905–913, Jun. 2013.

Bibliographie

[56] P. Stroehle, S. Becher, S. Lamparter, A. Schuller, and C. Weinhardt, "The impact of charging strategies for electric vehicles on power distribution networks," in *Energy Market (EEM), 2011 8th International Conference on the European*, 2011, pp. 51–56.

[57] L. Pieltain Fernandez, T. Gomez San Roman, R. Cossent, C. Mateo Domingo, and P. Frias, "Assessment of the Impact of Plug-in Electric Vehicles on Distribution Networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 206–213, Feb. 2011.

[58] J. Dickert and P. Schegner, "Residential load models for network planning purposes," in *Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium*, 2010, pp. 1–6.

[59] J. Dickert and P. Schegner, "A time series probabilistic synthetic load curve model for residential customers," in *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*, 2011, pp. 1–6.

[60] K. Le, "Gestion optimale des consommations d'énergie dans les bâtiments," Thèse, Institut National Polytechnique de Grenoble, G2ELAB, 2008.

[61] R. Yao and K. Steemers, "A method of formulating energy load profile for domestic buildings in the UK," *Energy Build.*, vol. 37, no. 6, pp. 663–671, Jun. 2005.

[62] ADEME and Cabinet Olivier Sidler, "Analyse et valorisation des campagnes de mesures sur les usages électriques dans le secteur résidentiel," 1997.

[63] Cabinet Olivier Sidler, PW Consulting, ADEME, and EDF, "Maîtrise de la demande d'Electricité Etude expérimentale des appareils de cuisson, de froid ménager et de séchage dans 100 logements," 1999.

[64] "Bornes de recharge pour voitures électriques : le guide d'achat 2014." [Online]. Available: http://www.breezcar.com/actualites/article/bornes_de_recharge_voitures_electriques_2013#hdr4. [Accessed: 24-Jun-2014].

[65] K. Qian, C. Zhou, M. Allan, and Y. Yuan, "Load model for prediction of electric vehicle charging demand," in *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on*, 2010, pp. 1–6.

[66] INSEE, "Etude DADS 2004," 2004. [Online]. Available: www.INSEE.fr. [Accessed: 27-Feb-2014].

[67] Y. Cao, S. Tang, C. Li, P. Zhang, Y. Tan, Z. Zhang, and J. Li, "An Optimized EV Charging Model Considering TOU Price and SOC Curve," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 388–393, Mar. 2012.

[68] H. Saadat, *Power System Analysis, second edition*, McGraw-Hill Primis Custom publishing. 2002.

[69] B. Le Maux, "Le choix de l'échantillon. Statistiques, logiciels et enquéte." [Online]. Available: http://perso.univ-rennes1.fr/benoit.le-maux/Echantillon.pdf.

[70] Direction régionale de l'environnement, de l'Aménagement et du Logement Poitou-Charentes and Conseil régional de Poitou-Charentes, "Schéma régional Eolien de la région Poitou-Charentes," 2014. [Online]. Available: http://www.poitou-charentes.developpement-durable.gouv.fr/schema-regional-eolien-sre-r1237.html.

[71] RTE, "Perspectives de Developpement en Poitou-Charentes," 2014. [Online]. Available: http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/Schema_developpement/2013-regions/POITOU-CHARENTES.pdf. [Accessed: 10-Aug-2014].

[72] Smartgrids-cre, 2014. [Online]. Available: http://www.smartgrids-cre.fr/.

[73] Association canadienne de l'électricité, "Le réseau intelligent, une démarche pragmatique," 2014. [Online]. Available: http://www.electricity.ca/ressources/reseau-intelligent.php?lang=FR.

[74] Union Française de l'Electricité, "Rapport du GT ' Réseaux Intelligents,'" 2010. [Online]. Available: http://www.smartgrids-cre.fr/media/documents/1005_UFE_RapportGTReseauxintelligents.pdf.

Bibliographie

[75] DOE - Department Of Energy, "American Recovery and Reinvestment Act," 2014. [Online]. Available: http://www.energy.gov/recovery.

[76] M. Bena, "RTE acteur central des SmartGrids," *REE Rev. Lélectricité Lélectronique*, no. 10, 2010.

[77] Fenix, "Projet Fenix," 2009. [Online]. Available: http://www.leg.ensieg.inpg.fr/gie-idea/FRANCAIS/ActiviteScientifique/Fenix.html. [Accessed: 22-Oct-2014].

[78] ADDRESS, "ADDRESS Project," 2008. [Online]. Available: https://www.smartgrid.gov/sites/default/files/doc/files/The_ADDRESS_project_objectives_first_draft_architecture_expe_200805.pdf. [Accessed: 22-Oct-2014].

[79] Cell Controler, "Cell Controler Project," 2011. [Online]. Available: http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/Forskning/Cell%20Controller%20pilot.pdf. [Accessed: 22-Oct-2014].

[80] EDISON, "EDISON Project," 2009. [Online]. Available: http://www.edison-net.dk/About_Edison.aspx. [Accessed: 22-Oct-2014].

[81] EDF, "Mobilité électrique : les expérimentations de véhicules électriques et des infrastructures de charge en cours.," 2010. [Online]. Available: http://www.smartgrids-cre.fr/media/documents/100718_EDF_MobiliteElectrique.pdf. [Accessed: 22-Oct-2014].

[82] "Le projet Smart Grid Vendée." [Online]. Available: http://smartgridvendee.fr/fr/. [Accessed: 02-Aug-2015].

[83] "Projet GreenLys." [Online]. Available: http://greenlys.fr/projet/. [Accessed: 07-Mar-2014].

[84] "Projet SOGRID." [Online]. Available: http://www.so-grid.com. [Accessed: 08-Jun-2014].

[85] EDF, "Projet PREMIO," 2011. [Online]. Available: http://fr.edf.com/demarche-en-regions/energie-efficace-en-paca/nos-realisations/le-projet-premio-81347.html. [Accessed: 22-Oct-2014].

[86] P. Imbert, "Simulation des impacts des actions de Maîtrise de la Demande en Électricité: amélioration de la résolution des paramètres d'entrée à l'échelle locale," Thèse, École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2011.

[87] J.-C. Sabonnadière, *Nouvelles technologies de l'énergie 4*. Hermes Science, 2007.

[88] D. Boëda, "Etude de la contribution du pilotage de charges à la fourniture de services aux réseaux électriques," Thèse, Institut National Polytechnique de Grenoble, G2ELAB, 2009.

[89] A. Sepulveda, L. Paull, W. G. Morsi, H. Li, C. P. Diduch, and L. Chang, "A novel demand side management program using water heaters and particle swarm optimization," in *Electric Power and Energy Conference (EPEC), 2010 IEEE*, 2010, pp. 1–5.

[90] S. Deilami, A. S. Masoum, P. S. Moses, and M. A. S. Masoum, "Real-Time Coordination of Plug-In Electric Vehicle Charging in Smart Grids to Minimize Power Losses and Improve Voltage Profile," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 3, pp. 456–467, Sep. 2011.

[91] S. Gao, K. T. Chau, D. Wu, and C. C. Chan, "Modeling and coordinated control for integrating electric vehicles into the power grid," in *Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2011 International Conference on*, 2011, pp. 1–6.

[92] T. Tran-Quoc, M. Braun, J. Marti, C. Kieny, N. Hadjsaid, and S. Bacha, "Using control capabilities of DER to participate in distribution system operation," in *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, 2007, pp. 561–566.

[93] S. Gao, K. T. Chau, C. C. Chan, and D. Wu, "Loss analysis of vehicle-to-grid operation," in *Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2010 IEEE*, 2010, pp. 1–6.

[94] Z. Li, A. Khaligh, and N. Sabbaghi, "Minimum charging-cost tracking based optimization algorithm with dynamic programming technique for plug-in hybrid electric vehicles," in *Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2011 IEEE*, 2011, pp. 1–6.

[95] M. Petit and Y. Perez, "Vehicle-to-grid in France: What revenues for participation in frequency control?," in *European Energy Market (EEM), 2013 10th International Conference on the*, 2013, pp. 1–7.

[96] ERDF, "Délestage," 2008. [Online]. Available: http://www.erdf.fr/medias/DTR_Racc_Generalites/ERDF-NOI-RES_06E.pdf. [Accessed: 05-Aug-2013].

[97] S. Huang, L. Wu, D. Infield, and T. Zhang, "Using Electric Vehicle Fleet as Responsive Demand for Power System Frequency Support," in *Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2013 IEEE*, 2013, pp. 1–5.

[98] T. Ghanbarzadeh, P. T. Baboli, M. Rostami, M. P. Moghaddam, and M. K. Sheikh-El-Eslami, "Wind farm power management by high penetration of PHEV," in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, 2011, pp. 1–5.

[99] D. Yu, Y. Liu, J. Li, and Y. Liu, "The potential benefit of controlled PEV charging on the wind power integration," in *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on*, 2010, pp. 1–5.

[100] D. Cirio, G. Demartini, S. Massucco, A. Morim, P. Scalera, F. Silvestro, and G. Vimercati, "Load control for improving system security and economics," in *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, 2003, vol. 4, p. 8–pp.

[101] K.-Y. Huang and Y.-C. Huang, "Integrating Direct Load Control With Interruptible Load Management to Provide Instantaneous Reserves for Ancillary Services," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1626–1634, Aug. 2004.

[102] M. Guemri, "Heuristiques optimisées et robustes de résolution du problème de gestion d'énergie pour les véhicules électriques et hybrides," Thèse, Institut National Polytechnique de Toulouse, LAPLACE, 2013.

[103] W. Hankache, "Gestion Optimisée de l'Energie Electrique d'un Groupe Electrogène Hybride à Pile à Combustible," Thèse, Institut National Polytechnique de Toulouse, LAPLACE, 2008.

[104] S. Breban, C. Saudemont, S. Vieillard, and B. Robyns, "Experimental design and genetic algorithm optimization of a fuzzy logic supervisor for embedded electrical power systems," *Math. Comput. Simul.*, vol. 91, pp. 91–107, 2013.

[105] K. TAMANI, "Développement d'une méthodologie de pilotage intelligent par régulation de flux adaptée aux systèmes de production," Thèse, Université de Savoie, 2008.

[106] L. Benini, A. Bogliolo, and G. De Micheli, "A survey of design techniques for system-level dynamic power management," *Very Large Scale Integr. VLSI Syst. IEEE Trans. On*, vol. 8, no. 3, pp. 299–316, 2000.

[107] M. Mohammadian and R. J. Stonier, "Tuning and optimisation of membership functions of fuzzy logic controllers by genetic algorithms," in *Robot and Human Communication, 1994. RO-MAN'94 Nagoya, Proceedings., 3rd IEEE International Workshop on*, 1994, pp. 356–361.

[108] F. R. Salmasi, "Control Strategies for Hybrid Electric Vehicles: Evolution, Classification, Comparison, and Future Trends," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 56, no. 5, pp. 2393–2404, Sep. 2007.

[109] S. G. Wirasingha and A. Emadi, "Classification and Review of Control Strategies for Plug-In Hybrid Electric Vehicles," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 60, no. 1, pp. 111–122, Jan. 2011.

[110] P. Monjean, J. Sprooten, and B. Robyns, "Inuence of technical-economic energy context for the management of wind farms and storage systems in a constrained network," in *Industrial Electronics (ISIE), 2010 IEEE International Symposium on*, 2010, pp. 2420–2425.

[111] S. Sarabi, L. Kefsi, A. Merdassi, and B. Robyns, "Supervision of Plug-in Electric Vehicles Connected to the Electric Distribution Grids," *Int. J. Electr. Energy*, vol. 1, no. 4, pp. 256–263, 2013.

[112] H. Alkhatib, "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques: Optimisation de la régulation par une méthode métaheuristique," Thèse, Université Paul Cézanne-Aix-Marseille III, 2008.

[113] S. Bouallagui, "Techniques d'optimisation déterministe et stochastique pour la résolution de problèmes difficiles en cryptologie," Thèse, INSA de Rouen, 2010.

Bibliographie

[114] W. Su and M.-Y. Chow, "Performance evaluation of a PHEV parking station using particle swarm optimization," in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, 2011, pp. 1–6.

[115] T. Zhou, P. Li, and B. Francois, "Power management strategies of a DC-coupled hybrid power system in a microgrid for decentralized generation," in *Power Electronics and Applications, 2009. EPE'09. 13th European Conference on*, 2009, pp. 1–10.

[116] B. Morin, "Hybridation d'une pile à combustible par des supercondensateurs: vers une solution passive et directe," Thèse, Institut National Polytechnique de Toulouse, LAPLACE, 2013.

[117] O. Guenounou, "Méthodologie de conception de contrôleurs intelligents par l'approche génétique. Application à un bioprocédé," Thèse, Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2009.

[118] S. Galichet, "Contrôle flou: de l'interpolation numérique au codage de l'expertise," HDR, Université de Savoie, 2001.

[119] F. Alkhalil, "Supervision, économie et impact sur l'environnement d'un système d'énergie électrique associé à une centrale photovoltaïque," Thèse, Arts et Métiers ParisTech, Lille, L2EP, 2011.

[120] B. Robyns, A. Davigny, and C. Saudemont, "Energy management of storage systems based power sources and loads," *Electromotion*, vol. 20, pp. 25–35, 2013.

[121] V. Courtecuisse, J. Sprooten, B. Robyns, M. Petit, B. Francois, and J. Deuse, "A methodology to design a fuzzy logic based supervision of Hybrid Renewable Energy Systems," *Math. Comput. Simul.*, vol. 81, no. 2, pp. 208–224, Oct. 2010.

[122] H. Zhang, F. Wang, and B. Zhang, "Genetic optimization of fuzzy membership functions," in *Wavelet Analysis and Pattern Recognition, 2009. ICWAPR 2009. International Conference on*, 2009, pp. 465–470.

[123] Senat, "Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques," 2012. [Online]. Available: http://www.senat.fr/rap/r11-667-1/r11-667-1-syn.pdf. [Accessed: 08-Dec-2014].

[124] RTE, "Bilan électrique RTE," 2013. [Online]. Available: www.rte-france.com/sites/default/files/bilan_electrique_2013_3.pdf. [Accessed: 05-Jun-2014].

[125] RTE, "éCO2mix : consommation, production et contenu CO2 de l'électricité française.," 2013. [Online]. Available: http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix. [Accessed: 07-Jul-2014].

[126] EDF, "Les sources de production de l'électricité en France," 2014. [Online]. Available: https://www.lenergieenquestions.fr/rubrique/impact-environnemental/. [Accessed: 11-Nov-2014].

[127] Legifrance, "Tarif de cession de l'électricité aux Distrbuteurs Non Nationalisés." [Online]. Available: http://www.legifrance.gouv.fr/jopdf/common/jo_pdf.jsp?numJO=0&dateJO=20141031&numTexte=11&pageDebut=18213&pageFin=18213. [Accessed: 26-Jan-2015].

[128] Connaissance des énergies, "Boursé de l'électricité - marché européen," 2014. [Online]. Available: http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/bourse-de-l-electricite-marche-europeen#notes. [Accessed: 15-Dec-2014].

[129] RTE, "Mécanisme d'ajustement," 2014. [Online]. Available: http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie_mecanisme.jsp. [Accessed: 05-Jan-2015].

[130] P. Babu, K. Pelckmans, P. Stoica, and Jian Li, "Linear Systems, Sparse Solutions, and Sudoku," *IEEE Signal Process. Lett.*, vol. 17, no. 1, pp. 40–42, Jan. 2010.

[131] E. F. Cruz and E. Grandchamp, "Heuristic Method to Find Magic Squares," 2012, pp. 119–123.

[132] A. K. Maji and R. K. Pal, "Sudoku solver using minigrid based backtracking," in *Advance Computing Conference (IACC), 2014 IEEE International*, 2014, pp. 36–44.

[133] "DIgSILENT, PowerFactory," 2014. [Online]. Available: http://www.digsilent.de/. [Accessed: 10-Sep-2014].

Bibliographie

[134] F. Andren, M. Stifter, T. Strasser, and D. Burnier de Castro, "Framework for co-ordinated simulation of power networks and components in smart grids using common communication protocols," in *IECON 2011-37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 2011, pp. 2700–2705.

[135] OPAL-RT Technologies, "Logiciel de simulation temps réel des réseaux électriques (ePHASORsim)." [Online]. Available: http://www.opal-rt.com/opal-rts-software-real-time-simulation. [Accessed: 30-Jan-2015].

[136] Saintronic, "Fournisseur de bornes de recharge VE," 2015. [Online]. Available: http://saintronic.com/. [Accessed: 30-Jan-2015].

[137] Landis+Gyr, "Compteur électrique communicant," 2015. [Online]. Available: http://www.landisgyr.fr/products/electric-meters/residential-meters/. [Accessed: 30-Jan-2015].

[138] Landis+Gyr, "Concentrateur." [Online]. Available: http://www.landisgyr.fr/product/landisgyr-concentrateur-dc450/. [Accessed: 30-Jan-2015].

[139] SmartSide, "Système d'information." [Online]. Available: http://www.smart-side.com/. [Accessed: 30-Jan-2015].

[140] Wikibooks, "Les réseaux TCP/IP," 2015. [Online]. Available: http://fr.wikibooks.org/wiki/R%C3%A9seaux_TCP/IP. [Accessed: 20-Jan-2015].

[141] R. Lefort, "Contribution des systèmes de communication à l'exploitation intelligente d'une infrastructure de charge des VE," Thèse, Université de Poitiers, Laboratoire XLIM-SIC, 2015.

Liste des publications

- **A.Bouallaga**, A.Merdassi, A.Davigny, V.Courtecuisse, B.Robyns, "*Minimization of Energy Transmission Cost and CO_2 Emissions using Coordination of Electric Vehicle and Wind Power (W2V)*", in IEEE PES International Conference POWERTECH 2013, Grenoble, 16-20 juin 2013.

- **A.Bouallaga**, A.Davigny, A.Merdassi, V.Courtecuisse, B.Robyns, "*Optimization of fuzzy supervisor for electric vehicle load in distribution grid*" in 11th International Conference on Modeling and Simulation of Electric Machines, Converters and Systems, ELECTRIMACS, Valence, Spain, 20-22 mai 2014.

- S.Sarabi, **A.Bouallaga**, A.Davigny, B.Robyns, V.Courtecuisse, Y.Riffonneau, M.Régner, "*The Feasibility of the Ancillary Services for Vehicle-to-Grid Technology*" in 11th International Conference on the European Energy Market (EEM14), IEEE, Krakow, Poland, 28-30 may 2014.

- **A.Bouallaga**, R.Kadri, V.Albinet, A.Davigny, F.Colas, V.Courtecuisse, A.Merdassi, X.Guillaud, B.Robyns, "*Advanced metering infrastructure for real-time coordination of renewable energy and electric vehicles charging in distribution grid*" in CIRED Workshop, Challenges of implementing Active Distribution System Management", Rome, 11-12 June 2014.

- **A.Bouallaga**, V.Albinet, A.Davigny, F.Colas, A.Merdassi, V.Courtecuisse, B.Robyns, "*Comparison of Distribution grid simulation using PowerFactory and ePHaSORsim software*", in Real-Time Conference 2014, Modeling and simulation techniques, Montréal, 9-12 June 2014.

- **A.Bouallaga**, A.Davigny, V.Courtecuisse, B.Robyns, "*Methodology for technical and economic assessment of electric vehicles integration in distribution grid*", in Mathematics and Computers in Simulation, en soumission.

- **A.Bouallaga**, R. Kadri, A.Davigny, V.Courtecuisse, B.Robyns, "*Smart Grid Infrastructure for Real-time Supervision of Electric Vehicles Charging", en perspective.*

Résumé

La crise énergétique et environnementale ont promu le gouvernement à prendre des mesures vigoureuses pour stimuler la transition énergétique et accélérer la croissance verte. Dans cette politique, les véhicules électriques (VE) constituent à terme une réelle réponse aux problématiques actuelles. Leur insertion dans le système électrique a poussé l'ensemble des acteurs et notamment les gestionnaires de réseaux de distribution à privilégier une modernisation des réseaux électriques. Assimilée à la thématique des Smart Grids, la thèse vise à apporter des éléments de réflexion au concept de la gestion de la demande appliquée aux VE. La première partie de ce travail expose une méthodologie d'évaluation de l'impact technico-économique des VE sur les réseaux de distribution HTA/BTA. Ensuite, pour soulever cette problématique, une prospection des services du pilotage de charge orientés réseaux et marché est menée en deuxième partie. Une démarche d'analyse des pistes de valorisation a permis de dégager les services à forte contribution économique. A ce titre, une méthodologie de conception de stratégies de supervision optimisées est proposée. Son application a permis de tirer des conclusions sur la valorisation financière et environnementale des effacements de charges de VE. Les résultats de simulation sont employés pour une étude de rentabilité technico-économique. Ensuite, le comportement des réseaux de distribution face aux algorithmes de supervision est étudié par une approche de co-simulation. Enfin, les principes Smart Grids sont analysés et validés via des expérimentations réalisées sur un démonstrateur hybride interfaçant un simulateur temps réel avec du matériel physique.

Mots clés : *Véhicule électrique, Gestion énergétique, Energie renouvelable, Réseaux de distribution, Marché de l'électricité, Services systèmes, Smart Grids, Expérimentations*.

Abstract

Energy and environmental crisis have prompted the government to take strong measures to stimulate energy transition and accelerate green growth. In this context, electric vehicles (EVs) are considered as a real solution to deal with the current problems. Their integration into the electrical system promotes distribution system operators to develop smart solutions in this field. Concerning the Smart Grids concept, the present work aims to provide answers to a wide range of questions for demand side management program using plug-in EVs charging strategies. The first section of this PhD project, presents a methodology to assess technical and economic impacts of EVs charging on Medium and Low voltage distribution networks. Afterwards, analyses about the competitive EVs load management ancillary services are conducted in the third chapter. By comparing potential and opportunities of each ones, three ancillary services for electricity market contribution were selected. In this context, a methodology for designing energy management strategies is proposed. The latter is applied to the selected ancillary services to assess the financial contribution of the developed strategies. Environmental aspects and Wind-to-Vehicle concept are also evaluated. Furthermore, thanks to a co-simulation interface, the interactions between supervision strategies and real distribution networks are analyzed. The last section presents a Hardware-in-the-loop demonstrator using a real time simulator, smart meters and EVs charging stations. Through experiments, communication constraints and Smart Grids principles are evaluated and validated.

Keywords : *Electric vehicle, Energy management, Distribution networks, Renewable energy, Electricity market, Ancillary services, Smart Grids, Experiments.*